

ERNEUERBARE ENERGIEN

VBI-Leitfaden

Impressum

Herausgeber

Verband Beratender Ingenieure VBI
Budapester Str. 31
10787 Berlin
Fon: 030.26062-0
Fax: 030.26062-100
Mail: vbi@vbi.de
www.vbi.de

Verantwortlich

VBI, Berlin

Redaktion

RENAC, Berlin

Gestaltung und Satz

VBI, Berlin

© 2019

Verband Beratender Ingenieure VBI
Alle Rechte vorbehalten

Erneuerbare Energien VBI-Leitfaden
2. Auflage, Feb. 2019

Wichtiger Hinweis: Die Inhalte dieser Broschüre sind nicht als Rechtsberatung aufzufassen. Das Lesen dieser Broschüre kann eine umfassende Rechtsberatung nicht ersetzen.

Erneuerbare Energien VBI-Leitfaden

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|------------|
| 1 | Einleitung | 8 |
| 2 | Marktsituation und aktuelle Zahlen für die Erneuerbaren Energien | 10 |
| 2.1 | Bestandsaufnahme der Energiewende in Deutschland | 14 |
| 2.2 | Internationale Klimapolitik und Emissionshandel..... | 17 |
| 2.3 | Anreizmechanismen..... | 28 |
| 3 | Die Technologien | 34 |
| 3.1 | Die kombinierte Nutzung erneuerbarer Energien | 34 |
| 3.1.1 | Solarthermische Wärmebereitstellung..... | 37 |
| 3.1.2 | Solarthermische Stromerzeugung | 40 |
| 3.1.3 | Photovoltaik | 46 |
| 3.1.4 | Biomasse..... | 49 |
| 3.1.5 | Biogasanlagen..... | 52 |
| 3.1.6 | Windenergie On- und Offshore und ihre Netzanbindung | 56 |
| 3.1.7 | Geothermie | 59 |
| 3.1.8 | Wasserkraft | 69 |
| 3.1.9 | Hybridsysteme | 74 |
| 3.1.10 | Kraft-Wärme-Kopplung | 81 |
| 3.2 | Verteilung | 86 |
| 3.2.1 | Stromnetze - Herausforderungen durch erneuerbare Energien | 86 |
| 3.2.2 | Gasnetze..... | 105 |
| 3.2.3 | Wärme- und Kältenetze | 106 |
| 3.3 | Speicherung..... | 109 |
| 3.3.1 | Mechanische Speicherung | 109 |
| 3.3.2 | Thermische Speicherung..... | 118 |
| 3.3.3 | Elektro-/Elektrochemische Speicherung..... | 124 |
| 3.3.4 | Chemische Speicherung..... | 132 |
| 3.3.5 | Untergroundspeicherung | 139 |
| 4 | Planung und Realisierung | 144 |
| 4.1 | Vorgehensweise bei Einführung und Ausbau der erneuerbaren Energien ... | 144 |
| 4.2 | Ingenieurdienstleistungen | 149 |
| 4.3 | Potenzialanalyse erneuerbare Energien | 152 |
| 4.4 | Bedarfsanalyse | 156 |
| 4.5 | Standortwahl und Trassenfindung | 159 |
| 4.6 | Projektmanagement | 161 |
| 4.7 | Bankable Feasibility Study | 166 |
| 4.8 | Energienutzungsplan..... | 168 |
| 4.9 | Akzeptanzmanagement für internationale Infrastrukturprojekte | 171 |
| 5 | Wirtschaftlichkeit und Finanzierung | 176 |
| 5.1 | Kosten der erneuerbaren Energien im Vergleich..... | 176 |
| 5.2 | Projektfinanzierung und ingenieurtechnischer Beitrag..... | 181 |
| 5.3 | Fördermöglichkeiten von erneuerbaren Energieprojekten..... | 187 |
| 5.4 | Independent Power Producer Strukturen | 189 |
| 5.5 | Lokale und regionale Direktvermarktung von Solarstrom..... | 191 |
| 6 | Vergütung und Ingenieurdienstleistungen | 196 |
| 7 | Abkürzungen | 200 |

Autoren

Oliver Baudson; TSK Flagsol
M. Eng. Francois Botreau; Lahmeyer International GmbH
Dipl.-Ing. Arch. Bettina Dittemer; atelier4d Architekten
Dr. Stefan Drenkard; Lahmeyer International GmbH
Dipl.-Ing. (TU) Dr. h.c. Adolf Feizlmayr; ILF Beratende Ingenieure GmbH
Dr. rer. nat. Ulrich R. Fischer; Brandenburgische Technische Universität Cottbus
M.Sc. Wi.-Ing. Paul Freunschit; GOPA-International Energy Consultants GmbH
Dipl.-Ing. Reinhard Fritzer; ILF Beratende Ingenieure GmbH
M.Sc. Julia Hage; Fichtner GmbH & Co. KG
B.Sc. Econ Philipp Alexander Hiersemenzel; Aggreko Microgrid & Storage Solutions und Lumenion
M.Sc. Jerrit Hilgedieck; Technische Universität Hamburg-Harburg (TUHH)
Dipl.-Ing. Ingolf Hoffmann; Lahmeyer International GmbH
Jürgen Hogrefe; hogrefe consult
Prof. Martin Kaltschmitt; Technische Universität Hamburg-Harburg (TUHH)
M.Sc. Michel Kneller; ILF Beratende Ingenieure GmbH
Dr.-Ing. Andreas Koch; EIFER Europäisches Institut für Energieforschung
Dipl. Wirtsch.-Ing. Jens Kottsieper; ILF Beratende Ingenieure GmbH
Dipl.-Ing. Thomas Kraneis; Verband Beratender Ingenieure VBI
Dr. Enrique Kremers; EIFER Europäisches Institut für Energieforschung
Dipl.-Ing. Fabian Kuhn; Fichtner GmbH & Co. KG
M.Sc. Renewable Energy Alex Loosen; Lahmeyer International GmbH
M.Sc. Annika Magdowski; Technische Universität Hamburg-Harburg (TUHH)
Dr. Atom Mirakyan; Lahmeyer International GmbH
Dipl.-Ing. Hans Neumeister; ILF Beratende Ingenieure GmbH
Dipl.-Ing. Henry Och; Dr. Born - Dr. Ermel GmbH - Ingenieure
Dipl.-Ing. Heiko Peters; Dr. Born - Dr. Ermel GmbH - Ingenieure
Dipl.-Ing. Christopher Vagn; Philipsen Drees & Sommer
Prof. Dr. rer. nat. Dipl.-Geol. Ingo Sass; Technische Universität Darmstadt
Dipl.-Geol. Steffen Schmitz, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Dr.-Ing. Dirk Schramm; Ingenieurbüro für Energiewirtschaft
Dipl.-Ing. Heiner Schröder; Dr. Born - Dr. Ermel GmbH - Ingenieure

LL.M. (Boston) Thomas Schubert; Dentons Europe LLP
Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz; Brandenburgische Technische Universität Cottbus
M.Sc. Manuel Seidenkranz; ILF Beratende Ingenieure GmbH
Dipl.-Psych. Christian Semmler; Alternative Energien Wachsen
Dipl.-Ing. Arno Stomberg; Dr. Born - Dr. Ermel GmbH - Ingenieure
Univ. Prof. Dipl. Ing. Dr. techn. Wolfgang Streicher; Universität Innsbruck
M.Sc. (GIS) Ing. Walter Walkobinger; ILF Beratende Ingenieure GmbH
Mag. Manfred Watzal; ILF Beratende Ingenieure GmbH
Prof. Dr.-Ing. Andreas Wiese; GOPA-International Energy Consultants GmbH
Dr. Sc. ETH Mech. Eng. Giw Zanganeh; ALACAES SA

Vorwort

Liebe Leserinnen und Leser,

die globale Erderwärmung soll bis 2050 auf unter 2 Grad begrenzt werden. Dieses Ziel wurde auf der Pariser Klimakonferenz festgelegt und ist nur durch die konsequente Implementierung von klimafreundlichen Energielösungen möglich. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz senken die Abhängigkeit von fossilen Ressourcen, leisten einen Beitrag zum Klimaschutz und helfen dabei, Kosten zu senken und die Wettbewerbsfähigkeit zu stärken.

Aus den Erfahrungen mit der deutschen Energiewende wissen wir, dass die Verknüpfung von unterschiedlichen Quellen erneuerbarer Energien, Strom- und Wärmenetzen, Energiespeichern und innovativen Technologien zu intelligenten Energiesystemen immer bedeutender wird. Die Digitalisierung spielt dabei für eine sichere Energieversorgung mit hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien eine zentrale Rolle.



Der VBI-Leitfaden erklärt die Bandbreite der Technologien, die für eine Energiewende geeignet und unerlässlich sind. Dieses Grundverständnis ist wichtig für die Planung einer zukunftsweisenden, modernen und klimafreundlichen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien und Energieeffizienz als die wichtigsten Säulen einer Energiewende. Er führt durch die einzelnen Phasen der Planung und Realisierung solcher oftmals komplexen Projekte und gibt wertvolle Hinweise zu Finanzierungsfragen, aber auch zur notwendigen transparenten Kommunikation in Bezug auf Infrastrukturprojekte.

Der VBI-Leitfaden richtet sich an Entscheidungsträger und Projektbeteiligte wie lokale Politiker, Ingenieure, Architekten, Investoren und Dienstleister insbesondere auch im Ausland, um sie an den Erkenntnissen aus der deutschen Energiewende und dem daraus resultierenden Know-how teilhaben zu lassen.

Die Exportinitiative Energie hat den VBI gerne bei der Realisierung dieses Leitfadens finanziell unterstützt. Mit dieser Initiative will das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie dazu beitragen, dass durch die Verbreitung deutscher klimafreundlicher Energietechnologien und -dienstleistungen ein Beitrag zum Klimaschutzziel von Paris geleistet wird. Gerade die Kreativität, Kompetenz und Innovationskraft der Ingenieure ist der Schlüssel zum Erfolg.

Ich wünsche Ihnen eine interessante und hilfreiche Lektüre!

Christina Wittek

Referatsleiterin Exportinitiative Energie, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

1 Einleitung

Adolf Feizlmayr, Thomas Kraneis

Auf der Weltklimakonferenz in Paris Anfang Dezember 2015 (COP21) hat sich die Staatengemeinschaft verpflichtet, die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad im Vergleich zu dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Über diese Verpflichtung hinaus gibt es das ehrgeizige Ziel aller Verantwortlichen, diesen Temperaturanstieg auf 1,5 Grad zu begrenzen. Die lange Geschichte von der im Jahr 1972 veröffentlichten Studie „Die Grenzen des Wachstums“ des Club of Rome bis zum historischen Durchbruch 2015 wird in Kapitel 2.2 beschrieben.

Um das in Paris 2015 vereinbarte Ziel zu erreichen, bedarf es einer globalen Energiewende, die im Wesentlichen folgende Maßnahmen umfasst:

- Reduzierung des Energieverbrauchs
- Erhöhung der Energieeffizienz
- Reduzierung und/oder Vermeidung des Einsatzes fossiler Energiequellen durch den erhöhten Einsatz erneuerbarer Energien wie Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie, Geothermie, Biomasse und Nutzung der Gezeiten.
- Abscheidung von CO₂ aus den Rauchgasen fossiler Brennstoffe und Speicherung untertage (Carbon Capture & Storage) bzw. technische Nutzung (Carbon Capture & Utilisation).

Die Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen im Rahmen der Energiewende erfordert Kreativität und Kompetenz von Politikern und Ingenieuren. Die Ausnahme ist die Einsparung von Energie durch Reduzierung des Verbrauchs.

Für die Beratung können positive wie negative Erfahrungen der deutschen Energiewende herangezogen und den besonderen Anforderungen des jeweiligen Landes angepasst werden. Die empfohlene systematische Vorgehensweise und die verfügbaren Ingenieurdienstleistungen bei Einführung und Ausbau von erneuerbaren Energien werden im Kapitel 4 beschrieben. Die größte Herausforderung bei der Umsetzung der Energiewende nach der in Kapitel 4 beschriebenen Vorgehensweise ist die Auswahl eines ausgewogenen Energiemixes, um das international vereinbarte Klimaziel zu erreichen. Dabei geht es aber nicht nur um die Zieldefinition selbst, sondern auch um den Weg dorthin.

Voraussetzung für die Erarbeitung des Energiemixes ist die fundierte Kenntnis aller Technologien, die in Frage kommen, um ein Gesamtkonzept zu entwerfen. Deshalb werden im Kapitel 3 die Technologien der erneuerbaren Energien nach dem aktuellen Stand der Technik behandelt. Weil in vielen Bereichen eine dynamische Entwicklung stattfindet, ist es notwendig, die Energiekonzepte den technischen Entwicklungen kontinuierlich anzupassen, um so den technischen Fortschritt und neueste Forschungsergebnisse zu nutzen.

Auch wenn es das langfristige Ziel der Energiewende ist, fossile Energien komplett durch erneuerbare zu ersetzen, gehören auf dem Weg zur Dekarbonisierung zu einem ausgewogenen Energiemix normalerweise auch fossile Energieträger dazu.

Grundsätzlich wird diese Dekarbonisierung zu einer zunehmenden Elektrifizierung der Energieversorgung führen. Die Beherrschung von naturgegebenen kurzzeitigen Schwankungen im Energieangebot aus Wind und Sonne stellt bei zunehmendem Anteil an erneuerbarer Energie im Energiemix eine große Herausforderung dar. Diese soll durch die Digitalisierung der Energieversorgungssysteme, durch den Ausbau der Netze und durch entsprechende Kurzzeit- und Langzeitspeicher gemeistert werden – hier sind noch viele Forschungsarbeiten und unternehmerischer Pioniergeist erforderlich.

Bei der Konzeption des ausgewogenen Energiemixes und dem entsprechenden Gesamtkonzept der Energieversorgung, geben drei Faktoren den Ausschlag: Absenkung der CO₂-Emissionen, Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie Bezahlbarkeit der Energie. Deshalb behandelt das Kapitel 5 die wirtschaftlichen Gesichtspunkte bei der Umsetzung der Energiewende. Erfreulich aus Sicht des Klimaschutzes: Die erneuerbaren Energien sind bei der Stromerzeugung im Wettbewerb mit fossilen Energieträgern mittlerweile im Vergleich zu neu gebauten fossilen oder atomaren Kraftwerken konkurrenzfähig. Bei deren Markteinführung und in der frühen Ausbauphase waren zum Teil kräftige staatliche Fördermaßnahmen erforderlich. Welche Möglichkeiten es gibt, über finanzielle Anreizmechanismen und Fördermöglichkeiten die Branche der Erneuerbaren Energien zu unterstützen, wird im Kapitel 2.3 beschrieben. Global betrachtet wird es große Unterschiede zwischen den Energiekonzepten geben. In den industrialisierten Ländern geht es um den massiven Umbau ihrer bestehenden Energieversorgung. Ziel ist es, Lösungen zu finden, bei denen die CO₂-Vermeidungskosten möglichst gering sind, damit bei zuverlässiger Versorgungssicherheit die Energie weiterhin bezahlbar bleibt.

In den weniger weit entwickelten Ländern ist anzustreben, die Energieversorgung von vornherein so aufzubauen, dass sie dem Abkommen von Paris entspricht. Weltweit hat immer noch knapp eine Milliarde Menschen keinen Zugang zu elektrischer Energie. Der weitaus überwiegende Teil davon lebt in afrikanischen Staaten südlich der Sahara und in Teilen Asiens. Für die weitere Entwicklung in diesen Regionen ist die Energieversorgung von entscheidender Bedeutung. Ein großer Vorteil, der für die Nutzung erneuerbarer Energien spricht, ist, dass sie sich für dezentrale Lösungen besonders gut eignen.

Allerdings gibt es keine Patentrezepte. Für jedes Land ist ein maßgeschneidertes Energiekonzept erforderlich, welches unter Beachtung der lokalen Bedingungen die Klimaschutzziele des Abkommens von Paris in möglichst optimaler Weise erfüllt.

Die im VBI organisierten, planenden und beratenden Ingenieure entwickeln solche für die Energiewende notwendigen Energiekonzepte und wirken an deren Umsetzung mit.

2 Marktsituation und aktuelle Zahlen für die erneuerbaren Energien

Thomas Kraneis

Die wirtschaftliche Stärke der Erneuerbaren Energien zeigt sich unter anderem an internationalen Beschäftigungseffekten und an der Ökostrom-Produktion: Obwohl die Fertigung weitgehend hochautomatisiert ist, arbeiten Mitte 2018 weltweit 10,5 Mio. Menschen in der Branche. Der jährliche Zuwachs betrug 2017 aus durchschnittlich 5,4 Prozent, wobei es bei der Sonnenenergie knapp 10% waren. Über 70% der neuen Arbeitsplätze entstanden in China, Brasilien, USA, Indien, Deutschland und Japan.

In Deutschland wurden im Jahr 2018 insgesamt mehr als 228 Milliarden kWh Ökostrom erzeugt, der Anteil der Erneuerbaren am Stromverbrauch betrug Deutschland ca. 35%.

Mitte 2018 waren weltweit Photovoltaik (PV) - Anlagen mit einer Leistung von über 400 GW installiert, was in etwa der Leistung von 94 Kernkraftwerken entspricht. Die PV Anlagen können jedoch systembedingt bei gleicher Leistung maximal 1/8 des Stromes der Kernkraftwerke erzeugen.

Die Nutzung von Bioenergie und Erd-/Umweltwärme nimmt bis zu 10% jährlich zu. Insbesondere durch die Bioenergienutzung werden hunderttausende Arbeitsplätze in ländlichen Gebieten geschaffen. Optimierte Bohrtechniken machen auch die Geothermie immer wirtschaftlicher. Die Bohrkosten aus Geothermie liegen mittlerweile bei weniger als 3 US Cent per kWh.

Somit waren Ende 2017 weltweit 2.345 GW zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien installiert.

Weltweit werden im Bereich Erneuerbare Energien mehr Investitionen getätigt, als für traditionelle Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen. Das Verhältnis beträgt momentan etwa 65 zu 35% zugunsten der Erneuerbaren Energien. Berücksichtigt sind darin auch alle Wasserkraftwerksprojekte. Gerade in diesem Bereich hat beispielsweise Afrika noch viel Potenzial: Bisher wird dort weniger als 10% der möglichen Wasserkraftpotenziale genutzt.

Immer mehr nationale und internationale Finanzinstitute lehnen eine Finanzierung von Kraftwerken ab, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Dies führt mittlerweile zu dramatischen Einbrüchen bei den Bestellungen im Bereich fossiler Kraftwerke. Die schlechte Auftragslage hat bereits zu Freistellungen von Arbeitskräften weltweit geführt.

Begünstigt wird der Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien einerseits durch finanzstrategische Entscheidungen von Banken, Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen nicht mehr zu finanzieren. Andererseits erleichtern aktuell niedrige Zinsen die Geldbeschaffung in vielen Teilen der Welt. Dieser Trend unterstützt das Ziel, die negativen Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen.

| Technologie | Installierte Leistung |
|--------------------------------|-----------------------|
| Wasserkraft | 1.267 GW |
| Meeresenergie | 547 MW |
| Windenergie | 539 GW |
| Solarenergie | |
| Thermische Leistung | 472 GW |
| Solarthermische Stromerzeugung | 5,1 GW |
| Photovoltaische Stromerzeugung | 397 GW |
| Geothermie | |
| Wärmeerzeugung | 79 GW |
| Oberflächennahe Geothermie | 56 GW |
| Tiefe Geothermie | 23 GW |
| Stromerzeugung | 14 GW |
| Biomasse | 314 GW |
| Biogas | 25 GW |
| Verstromung von Biomasse | 112 GW |
| Kraftstoffbereitstellung | |
| Bioethanol | 105,5 Mrd. Liter |
| Biodiesel | 36,6 Mrd. Liter |

Tabelle 2.1: Installierte Leistung erneuerbare Energietechnologien | Quelle: BWK, Erneuerbare Energien Special 7/8 – 2018

Mit dem Klimaschutzübereinkommen der Pariser Klimaschutzkonferenz (COP21), welches im Jahr 2016 in Kraft trat, ist das Ziel erreichbar, den globalen Temperaturanstieg auf maximal 2 Grad bis 2030 durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien zu begrenzen. Viele nationale sowie internationale Anstrengungen und Vereinbarungen markieren den Weg. Allerdings verläuft der beabsichtigte weltweite Ausstieg aus der Kohlenutzung schleppend und bleibt eine große Herausforderung bei der Energiewende. Dementsprechend werden sich die CO₂-Emissionen nur langsam senken lassen. Die Eismassen schmelzen zwar langsam, aber unaufhaltsam. Der Meeresspiegel wird künftig ansteigen und große Flächen überfluten. Die dort lebenden Menschen müssen evakuiert und umgesiedelt werden. Allein aus Bangladesch werden in den nächsten 30-50 Jahren zirka 80 Millionen Menschen flüchten müssen.

Durch die zunehmende Massenproduktion von Produktionstechnik und Endprodukten im Bereich erneuerbare Energien sind Investitionskosten bei Herstellern und Nutzern stark gesunken. Beispiel Solarenergie: Die Produktionskosten von PV-Anlagen und CSP-Technik sanken in den letzten 15 Jahren um knapp 90%. Die Massenproduktion von PV-Modulen in Asien hat Weltmarktpreise ermöglicht, die vor 10 Jahren noch undenkbar schienen. Künftig sind weitere Kostenreduktionen zu erwarten.

Ähnlich ist die Situation bei der Windenergie. Besonders die Größe der Einzelanlagen von bis zu 10 MW im Offshore-Bereich hat starke Preisreduktionen mit sich gebracht. Auch in anderen Bereichen der erneuerbaren Energien sind vergleichbare Trends zu erkennen. Profitieren wird hiervon besonders die ländliche Elektrifizierung, wo erneuerbare En

Mit dem Klimaschutzübereinkommen der Pariser Klimaschutzkonferenz (COP21), welches im Jahr 2016 in Kraft trat, ist das Ziel erreichbar, den globalen Temperaturanstieg auf maximal 2 Grad bis 2030 durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien zu begrenzen. Viele nationale sowie internationale Anstrengungen und Vereinbarungen markieren den Weg. Allerdings verläuft der beabsichtigte weltweite Ausstieg aus der Kohlenutzung schleppend und bleibt eine große Herausforderung bei der Energiewende. Dementsprechend werden sich die CO₂-Emissionen nur langsam senken lassen. Die Eismassen schmelzen zwar langsam, aber unaufhaltsam. Der Meeresspiegel wird künftig ansteigen und große Flächen überfluten. Die dort lebenden Menschen müssen evakuiert und umgesiedelt werden. Allein aus Bangladesch werden in den nächsten 30-50 Jahren zirka 80 Millionen Menschen flüchten müssen.

Durch die zunehmende Massenproduktion von Produktionstechnik und Endprodukten im Bereich erneuerbare Energien sind Investitionskosten bei Herstellern und Nutzern stark gesunken. Beispiel Solarenergie: Die Produktionskosten von PV-Anlagen und CSP-Technik sanken in den letzten 15 Jahren um knapp 90%. Die Massenproduktion von PV-Modulen in Asien hat Weltmarktpreise ermöglicht, die vor 10 Jahren noch undenkbar schienen. Künftig sind weitere Kostenreduktionen zu erwarten.

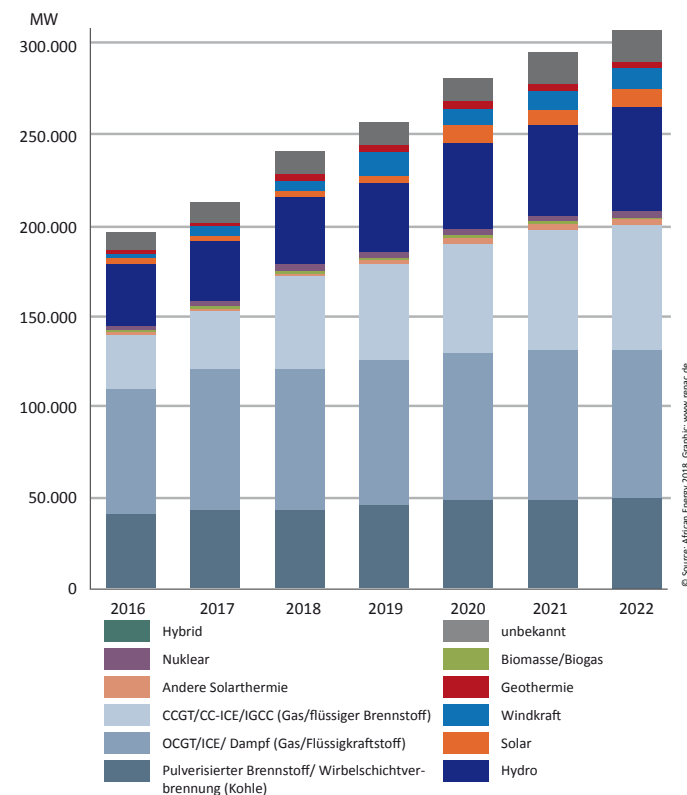


Abb. 2.1: Installed Capacity by Technology Type in Africa 2016 – 2022 | Quelle: African Energy 2018

Ähnlich ist die Situation bei der Windenergie. Besonders die Größe der Einzelanlagen von bis zu 10 MW im Offshore-Bereich hat starke Preisreduktionen mit sich gebracht. Auch in anderen Bereichen der erneuerbaren Energien sind vergleichbare Trends zu erkennen. Profitieren wird hiervon besonders die ländliche Elektrifizierung, wo erneuerbare Energien ihren Anteil an der Elektrizitätserzeugung weiter steigern werden. So sind mittlerweile Power Purchase Agreements (PPA) mit erneuerbaren Energien absolut konkurrenzfähig zu traditionellen Technologien. Sie ermöglichen inzwischen Energiepreise für die Verbraucher zwischen 3,5 bis 5 US Cent pro kWh. Dieser Trend ist besonders in den USA, Vereinigten Arabischen Emiraten und dem Königreich Saudi-Arabien ausgeprägt.

2.1 Bestandsaufnahme der Energiewende in Deutschland

Thomas Kraneis

Die Umsetzung der deutschen Energiewende wird erfolgreich sein, wenn die Energieeffizienz gesteigert werden kann, der Ausbau erneuerbarer Energien weiter voranschreitet und Energieeinsparungen umgesetzt sowie das Thema Speicherung gelöst werden können. Dieses Kapitel konzentriert sich auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere auf die so genannte Stromwende.

Die Stromwende in Deutschland ist eine Erfolgsgeschichte. Im Jahre 2018 werden erneuerbare Energien erstmals einen Marktanteil an der Stromerzeugung in Deutschland von knapp 40% erreichen. Dies liegt neben dem gestiegenen Zubau in den vergangenen Jahren auch an der günstigen Witterung in 2018 – sowohl Wind, als auch Sonneneinstrahlung sind 2018 besonders hoch. Generell gilt: Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen, On- und Offshore, liefert mit 16,3% den größten Anteil der erneuerbaren Energietechnologien an der Bruttostromerzeugung. Photovoltaik sowie Biomasse werden mit über 13% besonders stark vertreten sein.

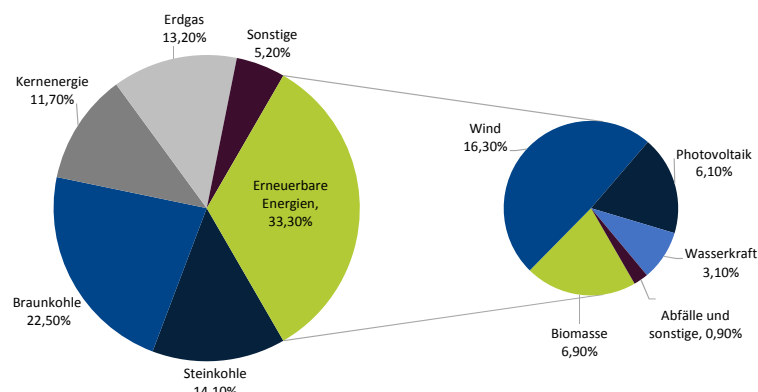


Abb. 2.1.1: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2018 | Quelle: Weltenergieat Deutschland 2018

Knapp 27 Mrd. Euro insgesamt, davon gut 17 Mrd. Euro für Strom werden 2018 in Deutschland in die Errichtung von erneuerbaren Energieanlagen investiert. In dieser Branche gibt es Mitte 2018 deutschlandweit über 350 Tsd. Arbeitsplätze. Nach wie vor liefern jedoch mit einem Anteil von ca. 67% fossile Brennstoffe und Kernkraft den Löwenanteil zur Stromerzeugung in Deutschland.

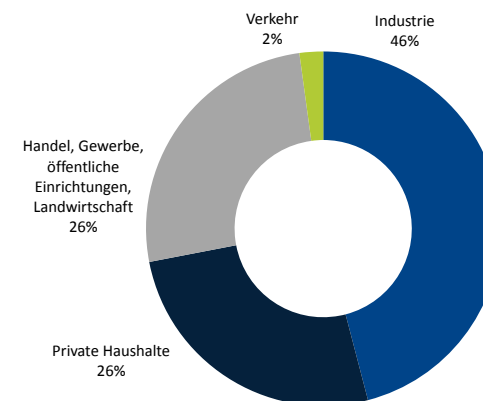


Abb. 2.1.2: Anteile der Sektoren am Nettostromverbrauch Deutschland 2017 | Quelle: Weltenergieat Deutschland 2018

Für 2017 hat der BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) folgende Volllaststunden ermittelt: Der deutsche Netto-Stromverbrauch von 530 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2017 auf Industrie (46,9%), private Haushalte (26,6%), Handel, Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft (26,4%) sowie Verkehr (2,2%) (siehe Abb. 2.1.2). BDEW

| Technologie | Volllaststunden 2017 |
|--------------------------|----------------------|
| Kernenergie | 6.880 |
| Braunkohle | 6.490 |
| Biomasse | 5.720 |
| Lauf- und Speicherwasser | 3.570 |
| Steinkohle | 3.570 |
| Windkraft offshore | 3.690 |
| Erdgas | 2.820 |
| Windkraft onshore | 1.820 |
| Erdöl | 1.130 |
| Pumpwasserkraftwerke | 1.020 |
| Photovoltaik | 940 |

Tabelle 2.1.1: Volllaststunden von Anlagen zur Stromerzeugung in Deutschland 2017 | Quelle: BDEW

Insgesamt 70% des deutschen Energieverbrauchs wurde 2017 durch Importenergie abgedeckt. Die Russische Föderation ist dabei der wichtigste Rohstofflieferant. Erneuerbare Energien haben 2017 über 36% der Stromerzeugung geliefert und somit zu einer Einsparung fossiler Brennstoffimporte von mehr als 10 Mrd. Euro beigetragen.

Da alle deutschen Kernkraftwerke bis 2022 abgestellt werden, muss die entstehende Versorgungslücke bei installierter Leistung und Stromerzeugung entweder durch die Nutzung von fossilen Primärenergieträgern wie Kohle oder Erdgas ersetzt werden oder durch erneuerbare Energiequellen, Effizienzsteigerungen und Einsparungen. Aus heutiger Sicht wird der Kapazitätswachstum sowohl in der Windkraft als auch in der PV und sonstiger erneuerbaren Energien bis 2022 diese entstehende Lücke schließen können.

Ende Februar 2018 waren nach Informationen von BDEW, VGB, Bundesnetzagentur (BNetzA) und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE) insgesamt 215.846 MW in Deutschland installiert, mehr als 50% in den Technologien der erneuerbaren Energien.

Insgesamt gibt es in Deutschland 1,6 Mio. Strom erzeugende Haushalte, die den Energieversorgungsunternehmen (EVU) gleichgestellt sind. Meistens sind es PV-Dachanlagen, die Strom erzeugen. Bevorzugt wird der erzeugte Strom selbst genutzt, überschüssiger Strom fließt in die Netze und wird entsprechend der Verträge von den Netzbetreibern vergütet.

Hintergrund für das wachsende Interesse an der Selbstversorgung mit Strom aus Solarenergie: Energiesteuern, EEG-Umlage und Abgaben in Deutschland sind im Vergleich zu anderen Industriestaaten so hoch, dass die Selbstversorgung für Privatpersonen wirtschaftlich sinnvoller ist als der Strombezug aus dem Netz.

Durch die von der Bundesregierung seit 2016 initiierten Ausschreibungsverfahren für erneuerbaren Energiekapazitäten werden die finanziellen Förderungen für Windkraft-, und PV-Anlagen deutlich sinken. Offshore Windkraftanlagen mit Einzelleistungen von bis zu 10 MW sind schon heute nicht mehr von Fördermitteln abhängig. Es finden sich internationale Investoren für Offshore Windparks in den deutschen Hoheitsgewässern. Diese modernen Windkraftanlagen im Meer sind höher als 145 m. Die durchschnittliche Nabenhöhe der neuesten Anlagen liegt über 100 m.

Der 2016 noch rechtzeitig zur UN-Klimakonferenz in Marrakesch vom deutschen Kabinett verabschiedete Klimaschutzplan für 2050 bildet die Grundlage für die Umsetzung der langfristig angelegten Klimaschutzstrategie Deutschlands. Er bietet Orientierung für alle Akteure in Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft. Ob die mit dem Plan angestrebte Transformation von Wirtschaft und Gesellschaft zur weitgehenden Treibhausgasneutralität tatsächlich bis 2050 realisierbar sein wird, ist allerdings noch nicht absehbar.

Deutschland hat als Industrieland sehr hohe Stromkosten. Dies führt immer stärker dazu, dass stromintensive Produktionen ins Ausland abwandern. Die Bundesregierung ver-

sucht, diesem Trend durch Sondervereinbarungen mit der Industrie entgegenzuwirken. Neben Dänemark hat Deutschland die höchsten Haushaltstarife für Strom.

Nach wie vor ist die Frage der Energiespeicher nur rudimentär gelöst. Hier müssen weitere Technologien durch Forschung entwickelt werden, sodass die erneuerbaren Energien sich in die Sektor-Kopplung, der Vernetzung der energiewirtschaftlichen Sektoren Strom, Wärme und Mobilität, einbringen können. „Unter Sektorenkopplung wird die Vernetzung der Sektoren der Energiewirtschaft sowie der Industrie verstanden, die gekoppelt, also in einem gemeinsamen holistischen Ansatz optimiert werden“ [1].

Nur wenn die Energiespeicherproblematik gelöst wird, ist mit einer Reduktion der notwendigen Reserveleistung zu rechnen.

2.2 Internationale Klimapolitik und Emissionshandel

Thomas Schubert

Von Rio über Kyoto nach Paris

Die Anfänge der Weltklimapolitik gehen zurück auf die zweite Hälfte des vergangenen Jahrhunderts.

Es war wohl die im Auftrag des Club of Rome von Donella und Dennis Meadows erstellte und im Jahr 1972 veröffentlichte Studie „Die Grenzen des Wachstums“, welche die Weltbevölkerung wachrüttelte und insbesondere in den wesentlichen Industrieländern ein Umdenken auslöste bzw. die Gesellschaften zumindest für das Thema Umweltschutz und Nachhaltigkeit sensibilisierte. Auch wenn in der ursprünglichen Studie die Klimawirkung von Treibhausgasen noch nicht abschließend berücksichtigt worden war, so wurden doch die Folgen der Ausbeutung von Rohstoffreserven und der Zerstörung von Lebensraum behandelt. Eine der Schlussfolgerungen der Studie lautete, dass die absoluten Wachstumsgrenzen zum Ende des 21. Jahrhunderts erreicht sein werden, sofern die Zunahme der Weltbevölkerung, Industrialisierung, Umweltverschmutzung, Nahrungsmittelproduktion und Ausbeutung von Rohstoffen unverändert bleibt. Je eher sich die Weltbevölkerung jedoch dazu entschließt, umzudenken und einen ökologischen und wirtschaftlichen Gleichgewichtszustand herzustellen, desto wahrscheinlicher kann dieser auch erreicht werden. Hierfür sei eine internationale Zusammenarbeit zur Umsetzung globaler Maßnahmen erforderlich.

Einige Jahrzehnte später fand im Juni 1992 in Rio de Janeiro die erste internationale Umweltkonferenz, die UN-Konferenz über Umwelt und Entwicklung (United Nations Conference on Environment and Development, UNCED) statt. Auf dieser wurden von Vertretern aus 178 Staaten die Rahmenbedingungen für eine globale Entwicklungs- und Umweltpolitik geschaffen. Unter anderem verabschiedeten die Delegierten dort die

Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC), welche die völkerrechtliche Grundlage für die internationalen Klimaverhandlungen bildet. Die Klimarahmenkonvention ist mittlerweile von 190 Staaten ratifiziert. Höchstes Gremium der Klimarahmenkonvention ist die Vertragsstaatenkonferenz (Conference of the Parties, COP), welche seit 1995 jährlich tagt.

1997 fand in Kyoto die 3. Vertragsstaatenkonferenz (COP3) statt. Im Ergebnis der Konferenz wurde das so genannte Kyoto-Protokoll verabschiedet. Dieses sieht eine Reduktion des Treibhausgas-Ausstoßes der Industrieländer vor. Ebenso verpflichteten sich die teilnehmenden Industrieländer einen Fonds einzurichten, um Projekte zur Anpassung an die Folgen der Erderwärmung zu finanzieren. Auch wurden flexible Mechanismen zur Erreichung der Reduktionsziele vereinbart. Das Kyoto-Protokoll ist 2005 in Kraft getreten. Es ist auf der 18. Vertragsstaatenkonferenz in Doha (COP18) bis zum Jahr 2020 verlängert worden.

Zu den im Kyoto-Protokoll enthaltenen flexiblen Mechanismen zählen der Clean Development Mechanism (CDM) sowie die Joint Implementation (JI). Ansatz ist hier, dass es nicht zwingend erforderlich ist, Emissionen dort zu vermeiden, wo sie im jeweiligen Land entstehen. Vielmehr können sie – was volkswirtschaftlich sinnvoller sein kann – dort vermieden werden, wo die Kosten hierfür am geringsten sind. Staaten können sich somit CO₂-Vermeidungen aus anderen Ländern gutschreiben lassen, sofern die Investitionen dazu aus dem eigenen Land kommen. Ferner bildet das Kyoto-Protokoll die Grundlage für den internationalen Emissionshandel, der es Industrieländern erlaubt, untereinander mit Emissionsrechten zu handeln. Hierdurch soll eine Reduktion der weltweiten Treibhausgasemissionen erreicht werden.

Um auch für die Zeit nach 2020 weiterhin global den Klimaschutz voranzubringen, waren neue Vereinbarungen erforderlich, die von der Mehrzahl der Staaten mitgetragen werden konnten. Daher wurde auf der 20. Vertragsstaatenkonferenz in Lima (COP20) der Entwurfstext für die Konferenz von Paris vorbereitet. Ziele sind dabei die Emissionsminderung, Maßnahmen zur Anpassung an den Klimawandel, die Klimafinanzierung, Technologieentwicklung und -transfer sowie eine erhöhte Transparenz bei der Überprüfung der Umsetzung von vereinbarten Maßnahmen. Die Vertragsstaaten waren aufgerufen, bis zur Konferenz in Paris beabsichtigte nationale Beiträge zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen (Intended Nationally Determined Contribution, INDC) zu unterbreiten.

Paris – COP21

Den Wendepunkt hin zu einer nachhaltigen weltweiten Klimapolitik brachte die 21. Vertragsstaatenkonferenz, die Welt-Klimakonferenz in Paris Anfang Dezember 2015 (COP21).

Der damalige US-Präsident Barak Obama bezeichnete das Abkommen als „turning point for the world“. Denn auf der Pariser Klima-Konferenz wurde von den Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention ein Klimaschutzabkommen beschlossen, in dem verbindlich vereinbart ist, die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad im Vergleich zu dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Ferner sollen gemeinsame Anstrengungen unternommen werden, den Temperaturanstieg auf 1,5 Grad zu begrenzen, da mit einer Erwärmung um 2 Grad bereits erhebliche Risiken für bestimmte Länder verbunden sind.

Die teilnehmenden Staaten kamen überein, dass zur Erreichung dieses Ziels die Treibhausgas-Emissionen massiv zurückgefahren werden müssten. Die Netto-Treibhausgas-Emissionen sollen im Zeitraum 2045 bis 2060 auf Null reduziert werden. Auch wird es künftig erforderlich sein, das bereits emittierte CO₂ wieder aus der Atmosphäre zu entfernen. Um eine Erderwärmung von weniger als 1,5 Grad zu erreichen, müsse umgehend eine konsequente Klimaschutzpolitik umgesetzt werden. Diese erfordert, die Verbrennung fossiler Energieträger bis 2040 komplett einzustellen, was auch eine vollständige Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien bedeutet.

Basis für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen bilden dabei die freiwilligen Mindestverpflichtungen der jeweiligen Vertragsstaaten (INDC). Die konkrete Zielhöhe wird von den Vertragsstaaten individuell und selbständig festgelegt. Diese Klimaziele sollen ab 2025 und dann im 5-Jahres-Rhythmus angepasst werden, wobei die jeweiligen Beiträge so ehrgeizig wie möglich sein und über die bisherigen Anstrengungen der einzelnen Staaten hinausgehen sollen. Die Vertragsstaaten sollen Klimaschutzpläne vorlegen, die alle fünf Jahre zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen sind. In Deutschland sind die Ziele und Umsetzungsmaßnahmen der Bundesregierung im Klimaschutzplan 2050 niedergelegt.

Weiteres Ziel ist auch die Anpassung an den Klimawandel. Für die Umsetzung haben sich die Vertragsstaaten verpflichtet, nationale Anpassungspläne vorzulegen.

Um die Zielerreichung und Einhaltung der Erfüllungsverpflichtungen überprüfen zu können, sollen einheitliche Kontrollinstanzen eingerichtet werden. Vorgesehen ist ein einheitliches und regelmäßiges Berichts- und Überprüfungssystem.

Zur Finanzierung der Klimaschutzmaßnahmen wurde vereinbart, dass Industriestaaten die weniger finanzkräftigen Entwicklungsländer ab dem Jahr 2020 bis 2025 unterstützen. Vereinbart worden sind insgesamt 100 Mrd. USD jährlich, um beim Klimaschutz sowie der Anpassung an die Folgen des Klimawandels zu helfen.

Das Pariser Klimaschutzabkommen wurde im April 2016 von 175 Staaten unterzeichnet, zu denen neben Deutschland auch die USA, China und Indien gehören. Es trat am 4. November 2016 in Kraft, nachdem es durch 55 Staaten, die gemeinsam mehr als 55% der Treibhausgasemissionen weltweit ausmachen, ratifiziert worden war.

Die Ergebnisse der Pariser UN-Klimakonferenz 2015 sind auf Ebene der Vertragsstaaten umzusetzen. Allerdings, so überwältigend die breite Zustimmung und klare Handlungsbereitschaft auf internationaler Ebene auch ist, so schwer fällt es vielen Vertragsstaaten, konkrete Maßnahmen zu ergreifen und nachhaltige Projekte umzusetzen. Hier scheint trotz all der Dringlichkeit zum Handeln noch ein weiter Weg zu gehen zu sein. Bislang reichen die INDC noch nicht aus, um die Erderwärmung unter dem vereinbarten 2-Grad-Ziel zu halten. Der Wille zur Erreichung der Ziele ist jedoch, trotz einiger Rückschläge wie beispielsweise der Ankündigung von Präsident Trump, die USA aus dem Abkommen austreten zu lassen, ungebrochen.

Marrakesch – COP22

Die erfolgreiche Ratifizierung des Pariser Abkommens brachte Aufwind für die sich im November 2016 anschließende 22. Vertragsstaatenkonferenz in Marrakesch (COP 22). Die damalige Bundesumweltministerin Barbara Hendricks führte zutreffend aus: „In standen die Zeichen besser für den Schutz unseres Weltklimas. Jetzt gilt es, den Worten auch Taten folgen zu lassen.“

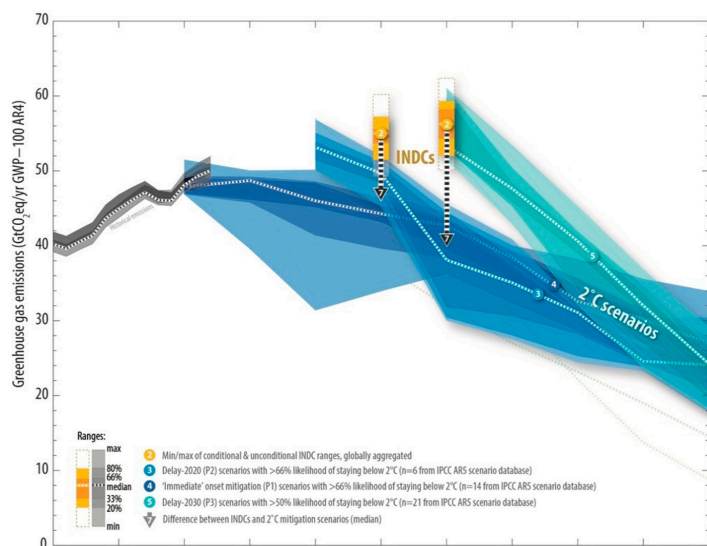


Abb. 2.2.1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen | Quelle: <http://unfccc.int>

Gegenstand der UN-Klimakonferenz in Marrakesch waren im Wesentlichen der Austausch über konkrete Maßnahmen und Projekte zur praktischen Umsetzung der in Paris vereinbarten Ziele. Es wurden Finanzierungsstrategien und Rahmenlinien für eine transparente Umsetzung der Reduzierung von Treibhausgasen besprochen und ein gemeinsamer Fahrplan für die Umsetzung der Klimaschutzziele von Paris bis 2018 verabschiedet.

Ferner beschlossen 48 stark vom Klimawandel betroffene Staaten den vollständigen Ausstieg aus der Kohleindustrie. Deutschland und Marokko gründeten eine Partnerschaft zur Zusammenarbeit bei der Umsetzung von Klimaschutzziele. Dieser Partnerschaft sind mittlerweile weitere Staaten, Industrienationen und Entwicklungsländer, sowie internationale Organisationen beigetreten.

Bonn – COP23

Im November 2017 fand die 23. Vertragsstaatenkonferenz in Bonn unter dem Vorsitz von Fidschi statt. Bei der Konferenz wurden weitere wichtige Schritte zur Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens erzielt.

Die Konferenz diente der Vorbereitung der 24. Vertragsstaatenkonferenz von Kattowitz in Polen. Dort sollen konkrete Umsetzungsregeln für die in Paris vereinbarten Maßnahmen beschlossen werden.

Um den Ehrgeiz bei Klimaschutzanstrengungen zu erhöhen, wurde vereinbart, jeweils bereits 2018 und 2019 zu bilanzieren, wie weit die Vertragsstaaten bei der Reduzierung von Treibhausgasen sowie bei der Erfüllung ihrer Finanzausgaben gekommen sind. Ein neues Dialogformat (Facilitative Dialogue) soll den Austausch der Beteiligten darüber erleichtern, wie weit die Staaten mit ihren jeweiligen Emissionsminderungen voranschreiten, wie Erfolge erreicht werden und wie die Zielerreichung verbessert werden kann. Auch haben Vertragsstaaten Verbesserungen beim Messen und Dokumentieren ihrer Treibhausgasemissionen erreicht.

Ferner veranstaltete eine Initiative aus Städten und Regionen in Bonn ein großes Auftakttreffen zu lokalen Klimaschutzmaßnahmen. Diesen Aktivitäten kommt mehr und mehr Bedeutung zu, da bereits mehr als die Hälfte der Weltbevölkerung in urbanen Gebieten lebt.

USA unter Trump – aber nun Kommunen und Bundesstaaten als Träger der Energiewende

Entscheidend dafür, dass die in Paris vereinbarten Ziele erreicht werden, ist die Zusammenarbeit der Nationen und die tatsächliche Umsetzung in den jeweiligen Staaten. In diesem Zusammenhang wirkt es anachronistisch, wenn sich die USA, ihres Zeichens

weltweit größter Verursacher von Treibhausgasen, unter Präsident Donald Trump aus dieser internationalen Verantwortung zurückziehen.

Zeitgleich mit diesem Rückzug auf Bundesebene kommt in den USA aber den Bundesstaaten und Kommunen mehr und mehr Bedeutung zu. In den Bundesstaaten werden auf Grundlage von Landesrecht Maßnahmen umgesetzt, die den Ausbau von erneuerbaren Energien fördern und Treibhausgasemissionen reduzieren. Darin wird nicht nur ein Beitrag zur Verbesserung des Weltklimas, sondern unmittelbar auch eine Stärkung der Wirtschaftskraft der eigenen Region gesehen. Durch diese Initiativen aus der Mitte der Gesellschaft wird somit die Zurückhaltung auf Bundesebene kompensiert und es bleibt zu hoffen, dass die USA ihrer globalen Verantwortung bei der Reduktion von Treibhausgasen gerecht werden können.

Europäische Union

In der Europäischen Union kommt die Umsetzung des Klimaschutzes vergleichsweise gut voran. Die im Klima- und Energiepaket für 2020 (2020 Climate & Energy Package) gesetzten Klimaschutzziele lauteten: 20% Reduzierung der Treibhausgasemissionen verglichen mit dem Jahr 1990, 20% Anteil von Erneuerbaren an der Energieerzeugung und 20% Steigerung der Energieeffizienz.

Zur Umsetzung dieser Ziele sind europaweite Zielvereinbarungen getroffen worden. Gleichzeitig wurden Verordnungen und von den Mitgliedstaaten umzusetzende Richtlinien erlassen. Diese Ziele werden nach Schätzungen der Europäischen Umweltagentur nicht nur erfüllt, sondern übertroffen werden.

Im Rahmen ihrer Klima- und Energiepolitik bis 2030 hat sich die Europäische Union (EU), basierend auf dem Beschluss des Europäischen Rates vom Oktober 2014, die folgenden drei Hauptziele gesetzt:

- Die Treibhausgasemissionen sollen um 40% im Vergleich zum Jahr 1990 sinken. Dies ist als verbindliches Mindestziel auch für die Mitgliedstaaten festgeschrieben.
- Der Ausbau erneuerbarer Energien soll bis 2030 um 27% gesteigert werden.
- Ebenso soll die Energieeffizienz bis 2030 um mindestens 27%, gegebenenfalls bis 30% gesteigert werden. Um das im Pariser Abkommen vereinbarte Klimaschutzziel zu erreichen, die globale Erderwärmung bei weniger als 2 Grad zu halten, sollen in der Europäischen Union die Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80% sinken.

Bei der Energieerzeugung aus nachhaltigen Quellen, also dem Ausbau der erneuerbaren Energien, macht Europa gute Fortschritte. Gleiches gilt auch für den Bereich der Energieeffizienz, wo die selbstgesteckten Ziele bis 2030 voraussichtlich erreicht werden. Größte Herausforderung bleibt jedoch die gewünschte Reduzierung der Treibhausgas-

emissionen. Hier müssen insbesondere noch im Verkehrssektor große Anstrengungen unternommen werden, um die Zielmarke zu erreichen.

Mit der von der EU-Kommission als Teil des so genannten Winterenergiepakets vorgeschlagenen Reform der Erneuerbare-Energien-Richtlinie soll der wirtschaftliche Ausbau von erneuerbaren Energien vorangetrieben werden. Die Governance-Verordnung zur Energieunion soll die Erreichung der Klimaschutzziele der EU sicherstellen. Ein verändertes Strommarktdesign soll die Öffnung der nationalen Strommärkte sowie die bessere Integration der erneuerbaren Energien ermöglichen. Ein weiteres wesentliches Element ist die Reform europäischen Emissionshandels.

Deutschland – Klimaschutzplan 2050

Die im Pariser Abkommen vereinbarten Ziele sowie die europäische Klimaschutz- und Energiepolitik haben unmittelbare Auswirkungen auf die Klimaschutzpolitik Deutschlands. Auch hier gilt die Zieltrias: Senkung der Treibhausgasemissionen, Ausbau der erneuerbaren Energien und Erhöhung der Energieeffizienz.

Die klimaschutzpolitischen Grundsätze und Ziele der Bundesregierung sind im Klimaschutzplan 2050 zusammengefasst, der im November 2016 verabschiedet worden ist. Damit hatte Deutschland als eines der ersten Länder eine Langfriststrategie zum Klimaschutz erstellt und diese bei den Vereinten Nationen vorgelegt, wie dies im Pariser Abkommen von 2015 vorgesehen ist. Langfristziel ist, eine weitgehende Treibhausgasneutralität für Deutschland bis Mitte des Jahrhunderts zu erreichen. Bis 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95% im Vergleich zu den Werten von 1990 reduziert werden. Dieses von der damaligen Bundesregierung bereits im Jahr 2010 beschlossene Ziel wird durch den Klimaschutzplan 2050 noch einmal bestätigt. Mittelfristig sollen bis 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens 55% gegenüber dem Niveau von 1990 reduziert werden.

Um in einer sich Richtung Treibhausgasneutralität bewegenden Welt wettbewerbsfähig zu bleiben, ist ein grundlegender Umbau der Wirtschaft der Bundesrepublik Deutschland als wirtschaftlich stärkstem Mitgliedsstaat der EU erforderlich. Die betroffenen Handlungsfelder bzw. Wirtschaftssektoren sind dabei insbesondere die Energieversorgung, die Gebäudewirtschaft, der Verkehrsbereich, die gesamte Industrie sowie die Land- und Forstwirtschaft. Die Bundesregierung setzt dabei auf Technologieneutralität und Innovationsoffenheit. Es soll ein offener Wettbewerb um die besten Ideen und Technologien zum Erreichen der Treibhausgasneutralität entstehen. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz sollen künftig Standard für Investitionen sein. Durch einen frühzeitigen Strukturwandel hin zu einer treibhausgasneutralen Wirtschaft, kann die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands nicht nur erhalten, sondern im Bereich der Umwelttechnologie global weiter gestärkt werden.

| Handlungsfeld | 1990 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.) | 2014 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.) | 2030 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.) | 2030 (Minderung in % gegenüber 1990) |
|--------------------------|--|--|--|--|
| Energiewirtschaft | 466 | 358 | 175 - 183 | 62 - 61% |
| Gebäude | 209 | 119 | 70 - 72 | 67 - 66% |
| Verkehr | 163 | 160 | 95 - 98 | 42 - 40% |
| Industrie | 283 | 181 | 140 - 143 | 51 - 49% |
| Landwirtschaft | 88 | 72 | 58 - 61 | 34 - 31% |
| Teilsumme | 1.209 | 890 | 538 - 557 | 56 - 54% |
| Sonstige | 39 | 12 | 5 | 87% |
| Gesamtsumme | 1.248 | 902 | 543 - 562 | 56 - 55% |

Tabelle 2.2.1: Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung | Quelle: Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung

Eine gewisse Standardisierung ist bereits bei der Herstellung und dem Bau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingetreten. Im letzten Jahrzehnt hat die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen erhebliche Fortschritte gemacht, wobei Deutschland an dieser Entwicklung einen erheblichen Anteil hatte. Beginnend mit dem über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) angeschobenen Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse, Onshore-Windkraftanlagen sowie durch PV-Anlagen werden nun in großem Umfang Offshore-Windkraftanlagen errichtet. Die Technologie in Bereich der Stromerzeugung scheint – nach derzeitigem Kenntnisstand – bereits sehr weit ausgereift. Die weltweit aufgebauten Produktionskapazitäten sowie der Konkurrenzdruck haben zu einem massiven Preisverfall bei der Neuinstallation von Erzeugungsanlagen geführt. Damit ist Strom aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen konkurrenzfähig zu konventionell erzeugtem Strom geworden.

Das Potenzial für die Entwicklung neuer Technologien wird vom Klimaschutzplan 2050 beispielsweise bei neuen Speichertechnologien, der Veränderung von Industrieprozessen und Verwendungs- und Verwertungsmöglichkeiten von Kohlendioxid (Carbon Capture Usage) gesehen. Ein weiterer Industriebereich der sich gegenwärtig im Umbau befindet ist der gesamte Mobilitätssektor. Beginnend bei Hybrid- und Elektro-Mobilität bis hin zu vollständig geänderten Nutzungsverhalten kann dieser Sektor in erheblichem Umfang zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen.

Auch wenn die jeweiligen Ziele für einzelne Wirtschaftssektoren festgesetzt sind, so dürfen diese nicht getrennt betrachtet werden. Vielmehr sollten die unterschiedlichen

Sektoren und die Wechselwirkung zwischen ihnen als Gesamtheit betrachtet werden, um auf diesem Weg eine Steigerung der Energieeffizienz und Minderung von Treibhausgasemissionen zu erreichen. Eine solche Sektorkoppelung gilt insbesondere für die drei energieintensiven Bereiche Elektrizität, Wärmeversorgung und Mobilität (Integrated Energy Approach).

Ein weiteres Element bundesdeutscher Klimapolitik ist laut Klimaschutzplan die internationale Kooperation bei der Treibhausgasemissionen sowie bei der Weiterentwicklung des globalen Emissionshandels.

Emissionshandel (emission trading)

Der internationale Emissionshandel basiert auf dem Kyoto-Protokoll. Die Funktionsweise ist grundsätzlich so, dass jedem Land eine bestimmte Menge an Emissionsrechten zugeteilt wird. Die Menge ist so festgelegt, dass bei Ausschöpfung der zugeteilten Menge der betreffende Staat sein im Kyoto-Protokoll festgesetztes nationales Emissionsreduktionsziel erfüllt. Wenn ein Staat seine Emissionen stärker reduziert als im Kyoto-Protokoll festgelegt, so können die überschüssigen Emissionsrechte an einen anderen Staat verkauft werden. Die Emissionsrechte werden meistbietend verkauft. Der Preis wird durch den Markt bestimmt.

Daher ist der Emissionshandel grundsätzlich ein äußerst marktwirtschaftliches Instrument, um die Reduktion von Treibhausgasen zu erreichen. Denn wird das Recht, Emissionen in die Atmosphäre abzugeben, mit einem Preis versehen, so geht hiervon eine Steuerungswirkung aus, welches die Marktakteure aus eigenwirtschaftlichem Interesse Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionen ergreifen lässt.

Auf Ebene der EU ist der Emissionshandel (European Emissions Trading System, EU-ETS) ein zentrales Instrument des Klimaschutzes. Seit 2005 wird mit EU-Emissionszertifikaten gehandelt, welche heute ca. 45% der europäischen Treibhausgasemissionen erfassen. Dabei wurden in den verschiedenen Handelsperioden unterschiedliche Höchstgrenzen (caps) und teils unterschiedliche Regeln festgesetzt.

Während der ersten Handelsperiode (2005 – 2007) und der zweiten Handelsperiode (2008 – 2012) wurden über nationale Zuteilungspläne die Gesamtmenge der Zertifikate und deren Verteilung festgelegt. Die Zertifikate wurden den beteiligten Betreibern von Anlagen auf Grundlage ihrer bisherigen Emissionen zugeteilt. In der zweiten Handelsperiode wurden dabei nicht mehr alle Emissionszertifikate kostenlos zugeteilt, sondern ein Teil der Berechtigungen musste von den Anlagenbetreibern erworben werden.

Um gleiche Wettbewerbsbedingungen in der EU sicher zu stellen, wurde der Emissionshandel in der dritten Handelsperiode (2013 – 2020) stärker europaweit harmonisiert und zentralisiert. Neben CO₂ sind nun auch weitere klimarelevante Gase einbezogen

und es wurden Emissionsgrenzen für die Herstellung bestimmter Produkte festgesetzt. Hinzu kam eine EU-weite Obergrenze für zulässige Treibhausgasemissionen der einbezogenen Anlagen. Ferner wurden EU-weite einheitliche Zuteilungsregelungen eingeführt. Die Zuteilung erfolgt danach nicht mehr nach historischen Emissionswerten, sondern anhand von Benchmarks für die betreffenden Anlagen. Die EU-weit verfügbare Menge von Zertifikaten wird jährlich um 1,74% verringert. Ferner wird nun ein Großteil der Zertifikate auch nicht mehr kostenfrei vergeben, sondern an die beteiligten Unternehmen versteigert. Übergangsweise gibt es für Industriesektoren, die einem besonders starken internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind, weiterhin eine kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten. Gegenwärtig nehmen rund 11.000 Anlagen aus der energieintensiven Industrie und der Energiewirtschaft am Emissionshandel teil. Die Luftverkehrswirtschaft ist hinsichtlich innereuropäischer Flüge seit 2012 einbezogen. Wenn ein Unternehmen durch Emissionsminderungsmaßnahmen seine Emissionswerte unterschreitet, so können die nicht benötigten Emissionszertifikate am Markt verkauft werden. Sofern das Unternehmen droht, seine Emissionsminderungsziele nicht zu erreichen, und die festgesetzten Emissionswerte zu überschreiten, so können Emissionszertifikate am Markt zugekauft werden. Damit ist es für Unternehmen wirtschaftlich attraktiv, Emissionen zu reduzieren.

Jedoch setzt das System voraus, dass der Preis für Emissionszertifikate hinreichend hoch ist, um die beteiligten Unternehmen aus wirtschaftlichen Erwägungen zu Emissionsminderungsmaßnahmen zu motivieren. Dies erfordert eine angemessene Begrenzung der verfügbaren Zertifikate. Ist eine zu große Menge überschüssiger Zertifikate am Markt, so verfällt deren Preis. Gegenwärtig gibt es am europäischen Markt ein solches Überangebot von Emissionszertifikaten – mit dem damit einhergehenden Preisverfall. Die im Jahr 2015 beschlossenen Maßnahmen zur Rückführung von Emissionszertifikaten (backloading) haben nicht die erhoffte Wirkung gezeigt. Daher soll das europäische Emissionshandelssystem in der vierten Handelsperiode (2021 – 2030) weiter reformiert werden.

Ziel der Reform des Emissionshandelssystems in der vierten Handelsperiode ist es, das von der EU für das Jahr 2030 angestrebte Emissionsminderungsziel von 40% zu erreichen. Dazu soll ab dem Jahr 2021 die Gesamtmenge der Emissionszertifikate um jährlich 2,2% reduziert werden. An dem Prinzip der Versteigerung der zu vergebenden Zertifikate soll festgehalten werden. Zwar sollen auch weiterhin Industriebranchen unter starken internationalen Wettbewerb eine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten erhalten, um eine Produktionsverlagerung ins Ausland vorzubeugen. Jedoch soll die Anzahl der begünstigten Sektoren stark reduziert werden. Die bereits ab dem Jahr 2018 eingerichtete Marktstabilitätsreserve soll Angebot und Nachfrage auf dem Markt für Emissionszertifikate im Gleichgewicht halten und ein Überangebot von Zertifikaten am Markt vermeiden.

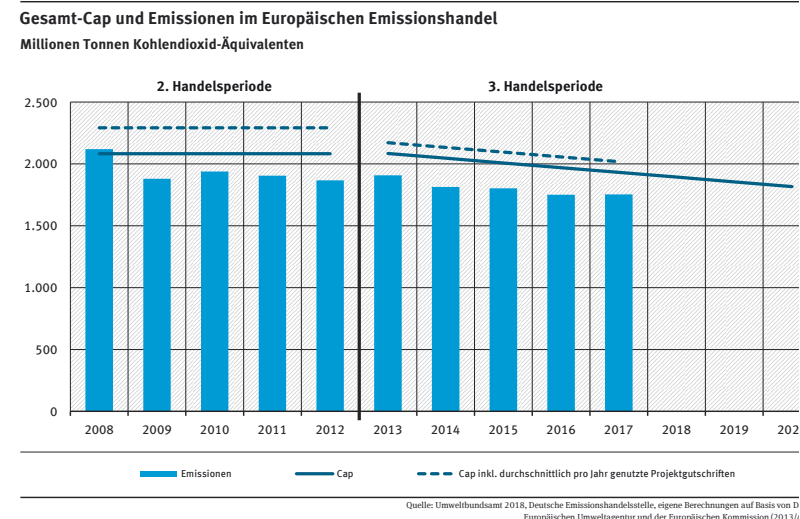


Abb. 2.2.2: Gesamt-Cap und Emissionen im Europäischen Emissionshandel | Quelle: UBA

Es bleibt abzuwarten, ob diese Mechanismen das europäische Emissionshandelssystem zu einem Erfolgsmodell machen. Dann könnten hierdurch nicht nur die europäischen Emissionsminderungsziele erreicht werden, sondern dieses Modell könnte auch als Vorbild für andere Regionen der Welt dienen.

Auf jeden Fall ist ein Zusammenwirken aller Nationen erforderlich, um die Treibhausgasemissionen massiv zu reduzieren, und so die globale Erwärmung unter 2 Grad halten. Der Weg ist noch lang, aber der Anfang ist gemacht. Wichtig ist nun, dass die gemeinsamen Anstrengungen zur Zielerreichung intensiviert werden.

2.3 Anreizmechanismen

Thomas Schubert

Überblick

Die im Pariser Abkommen vereinbarten Ziele sowie die europäische Klimaschutz- und Energiepolitik haben unmittelbare Auswirkungen auf die Klimaschutzpolitik Deutschlands. Auch hier gilt die Zieltrias: Senkung der Treibhausgasemissionen, Ausbau der erneuerbaren Energien und Erhöhung der Energieeffizienz.

Der Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ist eines der Steuerungselemente, um die Treibhausgasemissionen zu reduzieren und so den Klimawandel einzudämmen.

Jedoch nicht nur vor dem Hintergrund einer nachhaltigen Energiewirtschaft ist die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien wie Sonne, Wind und Wasser attraktiv. Durch Effizienzsteigerungen aufgrund technologischer Weiterentwicklungen und dem mit der Zunahme von Produktionskapazitäten einhergehenden Preisverfall sind Erneuerbare bei den Gestehungskosten vielerorts bereits konkurrenzfähig zur Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken geworden. Es ist somit auch ohne Berücksichtigung der Emissionsminderung ökonomisch sinnvoll, auf erneuerbare Stromerzeugung umzusteigen.

Ferner werden Erneuerbare mehr und mehr zur dezentralen, also versorgungsnetzunabhängigen, Stromerzeugung eingesetzt. Dies bringt Flexibilität und ermöglicht die Stromversorgung auch in Gebieten, welche andernfalls von der Stromversorgung abgeschnitten wären bzw. auf die Erzeugung durch Dieselgeneratoren angewiesen sind. Durch den Ausbau und die Weiterentwicklung von Speichertechnologien wird sich dieser Trend zur dezentralen Stromerzeugung durch Erneuerbare sicher noch verstärken.

Dennoch waren bzw. sind bei der Markteinführung und den Ausbau von Erneuerbaren bestimmte staatliche Förderungsmaßnahmen erforderlich. Viele Staaten weltweit haben unterschiedlichste Anreiz-Mechanismen eingeführt. Die Gestaltungsmechanismen sind vielfältig. Neben der Einspeisevergütung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen oder die Gewährung von handelbaren Zertifikaten gehören zu den Förderungsmechanismen auch steuerliche Vergünstigungen, die staatliche Unterstützung bei der Projektfinanzierung oder direkte staatliche Subventionen. Ferner können Projekte durch die staatliche Übernahme von Projektrisiken, wie beispielsweise der Planungsrisiken, gefördert werden, welche andernfalls der Projektentwickler zu tragen hätte. Auch von der Übernahme oder Sozialisierung von Netzanschlusskosten oder der Gewährung eines Einspeisevorrangs geht eine Förderungswirkung aus.

Weltweit sind vielerorts Parallelen zu den in Deutschland seit dem Jahr 2000 eingesetzten Mechanismen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu erkennen. Die Ten-

denz scheint zu sein, das beginnend mit einer fixen Einspeisevergütung und/oder der Ausgabe von Zertifikaten für die Erzeugung die Anfänge gemacht werden. Ab einer bestimmten Reife des Marktes bzw. Ausbaustand wird dann für größere Projekte auf Ausschreibungsmodelle umgestellt. In einer anschließenden Stufe kann bzw. wird dies dazu führen, dass die Stromerzeugung aus Erneuerbaren vollständig konkurrenzfähig ist, so dass ohne Förderungsmechanismen Strom erzeugt und an die Abnehmer verkauft werden kann.

Einige der anzutreffenden Fördermechanismen, welche an der nachhaltigen Stromproduktion selbst ansetzen, sollen nachfolgend näher dargestellt werden.

Einspeisevergütung (FIT und FIP)

Bei der Einspeisevergütung (Feed-in tariff, FIT) erhält der Betreiber einer erneuerbaren Erzeugungsanlage pro Einheit erzeugter elektrischer Energie eine gesetzlich vorab festgelegte fixe Vergütung. Diese Vergütungsform ist üblicherweise mit einer Abnahmegarantie verbunden. Das heißt, der Anlagenbetreiber hat einen Anspruch darauf, dass grundsätzlich die gesamte erzeugte Energie zu dem festgesetzten Preis vom Netzbetreiber abgenommen wird.

Bei der Vergütungshöhe wird üblicherweise nach der Anlagengröße differenziert. Da mit der wachsenden Größe der Erzeugungsanlage die Investitionskosten je installierter Erzeugungskapazität fallen, fällt auch die für den erzeugten Strom gewährte Vergütung entsprechend. Auch können regionale Korrekturmechanismen eingebaut werden, so dass klimatischen Besonderheiten in einem Land Rechnung getragen werden kann. Die Dauer der Vergütungszahlung wird sich regelmäßig über einen solchen Zeitraum erstrecken, dass die Rückzahlung der gesamten Investitionskosten nebst einem angemessenen Unternehmergewinn für den Betreiber der Anlage sichergestellt ist. Hinsichtlich der Vergütungshöhe kann diese über den gesamten Förderzeitraum identisch bleiben oder aber es wird wahlweise mit einer höheren Vergütung begonnen, die dann mit zunehmender Förderdauer abgeschmolzen wird (so beispielsweise das „Stauchungsmodell“ bei der Förderung von Offshore- Windkraftanlagen nach dem EEG).

Die Vergütung kann dabei so strukturiert sein, dass sie vollständig von Marktpreisrisiken entkoppelt ist. Es wird also unabhängig von Marktpreis für Strom stets dieselbe Einspeisevergütung je Einheit gezahlt.

Alternativ zu einer fixen Einspeisevergütung kann die Vergütung auch so ausgestaltet werden, dass nur ein Premium über dem Marktpreis gezahlt wird (Feed-in premium, FIP), welches die Mehrkosten für das Betreiben der erneuerbaren Erzeugungsanlage abfedern soll. Der Anlagenbetreiber trägt somit ein gewisses Marktrisiko, indem ein schwankender Marktpreis auf die final gezahlte Gesamtvergütung durchschlägt. Nur das Premium bleibt gleich.

Der Gesetzgeber kann bei diesen Modellen entweder technologieneutral vorgehen, das heißt für jede Erzeugungstechnologie eine identische Einspeisevergütung zahlen. Alternativ kann der Gesetzgeber auch nach verschiedenen Technologien differenzieren und beispielsweise bei kostenintensiveren Erzeugungsarten eine höhere Einspeisevergütung ansetzen. Hierdurch kann Technologieförderung betrieben werden, um bestimmte – aus Sicht des Gesetzgebers wünschenswerte – Technologien beim Ausbau zu unterstützen. Diesen Weg hat beispielsweise der deutsche Gesetzgeber mit Festlegung der unterschiedlichen Tarife im EEG gewählt.

Aufgrund der weitgehenden bzw. vollständigen Entkoppelung der Vergütung von Marktpreisrisiken ist die fixe Einspeisevergütung eher für die Anschubunterstützung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen in einem Markt bzw. die Förderung kleinerer Anlagen geeignet.

Direktvermarktung (direct marketing) und Marktprämie (market premium)

Bei der Direktvermarktung (direct marketing) trägt der Anlagenbetreiber das Risiko, für den erzeugten Strom auch einen Abnehmer zu finden und den erzeugten Strom zu einem bestimmten Preis zu veräußern. Üblicherweise handelt der Anlagenbetreiber dabei jedoch nicht selbst den Strom, sondern veräußert diesen an einen Stromhändler/Direktvermarkter, welcher – je nach vertraglicher Ausgestaltung – das Absatzrisiko übernimmt. Gleichwohl schlagen die Strompreisschwankungen auf den Anlagenbetreiber und damit die Rentabilität der Erzeugungsanlage durch, da dieses Risiko nicht vom Direktvermarkter übernommen wird.

Um die Stromerzeugung aus der erneuerbaren Erzeugungsanlage zu prämiieren erhält der Anlagenbetreiber neben der schwankenden Vergütung aus dem Verkauf des Stroms am Markt noch eine gesetzlich garantierte Marktprämie (market premium).

Die Höhe dieser Marktprämie kann dabei fix sein oder sich an einem bestimmten vorab gesetzlich festgelegten Referenzpreis (reference price) orientieren. Der Anlagenbetreiber erhält dann neben den Erlösen aus dem Verkauf des Stroms noch die Differenz zu dem Referenzpreis erstattet. Der Referenzpreis orientiert sich ebenso wie die Einspeisevergütung an den Kosten für Errichtung und Betrieb der erneuerbaren Erzeugungsanlage nebst einem angemessenen Unternehmerlohn für den Anlagenbetreiber.

Um den Anlagenbetreiber zu einem ordnungsgemäßen Wirtschaften zu motivieren und das Vermarktungsrisiko nicht der Allgemeinheit aufzubürden, sollte sich der entsprechende Differenzbetrag zum Referenzpreis nicht an dem vom jeweiligen Anlagenbetreiber erzielten Marktpreis orientieren. Vielmehr sollte der durchschnittliche Preis am Markt (durchschnittlicher Marktpreis) für eine bestimmte Handelsperiode, beispielsweise monatlich, herangezogen werden und anhand von diesem Durchschnittspreis der entsprechende Differenzbetrag ermittelt werden. Hat der Anlagenbetreiber über seinen Direkt-

vermarkter seinen Strom zu einem höheren Preis als den durchschnittlichen Marktpreis veräußern können, so führt dies zu einem weiteren Mehrertrag. War er im Ergebnis schlechter als der durchschnittliche Marktpreis, so hat er die entsprechenden wirtschaftlichen Einbußen zu tragen.

Ein ähnlicher Mechanismus findet sich bei den in Großbritannien anzutreffenden Contracts for Difference (CFD). Der Betreiber der erneuerbaren Erzeugungsanlage verkauft den erzeugten Strom am Markt. Über einen parallel dazu abgeschlossenen Contract for Difference erhält er den Differenzbetrag zu einem bestimmten Referenzpreis (strike price) je erzeugter kWh. Liegt der Marktpreis unter dem Referenzpreis, wird der fehlende Differenzbetrag an den Betreiber der Anlage erstattet. Sollte der Marktpreis über dem Referenzpreis liegen, so hat der Betreiber der Anlage den überschüssigen Betrag zu erstatten. Im Ergebnis erhält der Betreiber somit einen fixen Preis je Einheit des erzeugten und an Endabnehmer abgegebenen Stroms.

Erzeugungszertifikate (green certificates)

Bei den ebenfalls beispielsweise in Großbritannien anzutreffenden Erzeugungszertifikaten (green certificates) werden an ausgewählte nachhaltige Erzeugungsanlagen je Einheit erzeugter elektrischer Energie Zertifikate ausgegeben. Diese Zertifikate sind handelbar und können auch wieder eingezogen werden.

Damit diese Zertifikate einen monetisierbaren Wert für den Betreiber der erneuerbaren Erzeugungsanlage haben ist erforderlich, dass es einen Markt mit einer Nachfrage nach diesen Zertifikaten gibt. Eine solche Nachfrage kann beispielsweise dadurch generiert werden, dass die Betreiber von konventionellen Energieerzeugungsanlagen oder sonstige Treibhausgasemittenten dazu verpflichtet werden, eine bestimmte Anzahl Erzeugerzertifikate als Kompensation für die abgegebenen Emissionen zu erwerben.

Der Preis, welche der Inhaber dieser Zertifikate an einem solchen Markt erzielen kann, ist stark davon abhängig, wie groß die Nachfrage nach den Zertifikaten ist. Insbesondere muss das Nachfragevolumen entsprechend dem Zubau von zertifikatsberechtigten Erzeugungsanlagen – und damit dem Ausbau der Erneuerbaren – mithalten, da es andernfalls zu einem Angebotsüberhang kommt. Ebenso wie beim Emissionshandel führt ein Überangebot von Zertifikaten zu einem Preisverfall. Die von staatlicher Seite beabsichtigte Steuerungswirkung geht dadurch verloren.

Da die Rahmenbedingungen für Angebot und Nachfrage vom Gesetzgeber geschaffen werden, ist der Zertifikate-Markt sehr anfällig für regulatorische Eingriffe. Der Betreiber einer erneuerbaren Erzeugungsanlage trägt somit nicht nur das Marktpreisrisiko für den erzeugten Strom selbst, sondern auch das weitere Preisrisiko für den Zertifikatehandel, durch welche er die eigentliche Zusatzvergütung erzielen können soll.

Ausschreibung (auction model)

Die vorstehend beschriebenen Vergütungsmechanismen für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen können vorab vom Gesetzgeber, üblicherweise differenzierend nach Technologie und Anlagengröße, gesetzlich festgeschrieben werden.

Bei reiferen Märkten hingegen kommt zumindest bei Großanlagen ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren zur Anwendung (competitive tender process). In Deutschland ist dies seit dem EEG 2017 technologieübergreifend für die Stromerzeugung aus Windkraft und PV-Anlagen ab einer Anlagengröße von 750 kWp der Fall.

Die Ausschreibungsbedingungen können dabei ganz unterschiedlich ausgestaltet sein. Der Staat kann beispielsweise die Menge der ausgeschriebenen Erzeugungskapazität ebenso wie einen bestimmten Höchstgebotspreis festsetzen. Ferner hat die Frage, in welchem Entwicklungszustand sich die für eine Ausschreibung qualifizierenden Projekte befinden müssen, eine Auswirkung auf den Wettbewerb. Ein weiteres Einflusskriterium sind auch die Strafgebühren, welche bei Nicht-Errichtung der Anlage von dem Bieter zu entrichten sind.

Auch die Angebotsbewertung lässt verschiedene Gestaltungen zu. Bei dem Gebotspreisverfahren (pay-as-bid) erhält der erfolgreiche Bieter den Zuschlag in der von ihm gebotenen Förderhöhe. Dies gilt auch, wenn in dem entsprechenden Los weitere Bieter mit den nächsthöheren Geboten erfolgreich angenommen worden sind. Nach dem Einheitspreisverfahren (uniform pricing) ist die Förderhöhe für alle in dem Los erfolgreichen Bieter die gleiche. Deren Höhe bestimmt sich nach dem höchsten im dem Los noch erfolgreichen Gebot.

Gesetzgeberisches Ziel von wettbewerblichen Ausschreibungen ist, durch den erzeugten Wettbewerb eine günstigere Einspeisevergütung und damit eine Reduzierung der Kosten für die Förderung von Erneuerbaren zu erzielen. Sofern die im deutschen Ausschreibungsverfahren im Jahr 2017 erfolgreichen Anlagen gebaut werden, wird dies zu einer erheblichen Reduzierung der erforderlichen Förderung führen. Bei den niedrigsten erfolgreichen Angeboten lagen die Referenzpreise für Windkraft bei 3,5 Ct/kWh, bei PV-Anlagen bei 4,29 Ct/kWh und im Offshore-Bereich wurde gar ein Anlagenvolumen von 900 MW komplett ohne Förderung (0,0 Ct/kWh) vergeben.

Dabei ist natürlich zu berücksichtigen, dass im deutschen Markt der Netzbetreiber zur Errichtung des Netzanschlusses verpflichtet ist und daher der Errichter bzw. Betreiber der erneuerbaren Erzeugungsanlage von diesen Kosten – anders als in anderen europäischen Jurisdiktionen – befreit ist. Ferner sind die niedrigen Gebote auch im Gesamtzusammenhang der insgesamt ausgeschriebenen Erzeugungskapazität sowie dem großen Angebot von hinreichend weit entwickelten Projekten zu sehen. Da die Projekte erst in einigen Jahren errichtet werden müssen, sind bei den gebotenen Preisen sicher auch künftig zu erwartende technologische Weiterentwicklungen und damit ein-

hergehende Effizienzsteigerungen und Kostenreduzierungen bei den zu errichtenden Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Es bleibt abzuwarten, welche Auswirkungen die Umstellung auf das Ausschreibungsverfahren auf die deutschen Hersteller von Anlagenkomponenten sowie Entwickler und Errichter von Anlagen haben wird, denn der steigende Wettbewerbs- und Kostendruck wird sicher zu einer erheblichen Ausdünnung der Angebotsvielfalt führen.

Marktpreisfähigkeit von Erneuerbaren (Merchantability of Renewables)

Der vorstehend beschriebene Preisverfall bei den Erneuerbaren zeigt, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen auf dem besten Weg ist, preislich konkurrenzfähig zur Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken und damit vollständig marktfähig zu werden. Eine Förderung über feste oder variable Einspeisevergütungen wird daher zumindest bei Großanlagen in naher Zukunft nicht mehr erforderlich sein.

In Folge dieser Entwicklung werden sich die Betreiber von erneuerbaren Erzeugungsanlagen dem Marktpreisrisiko stellen müssen, sofern sie ihren Strom am Strommarkt selbst bzw. über Direktvermarkter verkaufen. Diese neue Volatilität bei den Erlösen aus dem Stromverkauf wird sicherlich auf die Finanzierungsstrukturen für Projekte von erneuerbaren Erzeugungsanlagen durchschlagen, welche bislang auf recht gut kalkulierbare vergleichsweise stabile Einnahmeströme eingestellt waren.

Alternativ werden Preisrisiken über den Abschluss langfristig laufender Stromabnahmeverträge (power purchase agreements, PPAs) abgedeckt werden können, bei denen sich ein Großabnehmer zu einem bestimmten fixen Preis zur Stromabnahme verpflichtet. Insbesondere durch den künftig zu erwartenden Ausbau von Speicherkapazitäten, welche eine konstante Energieversorgung bei solchen Projekten sicherstellen können, wird diese Projektgestaltung an Bedeutung zunehmen.

Quellen Kapitel 2

/1/ <https://de.wikipedia.org/wiki/Sektorkopplung>

/2/ Weltenergieatlas Deutschland 2018: Energie für Deutschland. Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext | 2018

/3/ BWK, Erneuerbare Energien Special 7/8 – 2018

3 Technologien

3.1 Die kombinierte Nutzung erneuerbarer Energien

Atom Mirakyan, Stefan Drenkard

Zur Erreichung der Klimaziele bedarf es eines möglichst hohen Anteils von erneuerbaren Energien (EE) bei der Strom- und Wärmezeugung und entsprechender Technologien. Den höchsten Beitrag liefern bisher Wind- und Solarstromerzeugung, neben Wasserkraft, Biomasse und Biogas. Wind- und Solarenergie stehen aber naturgemäß nicht immer dann zur Verfügung, wenn sie benötigt werden. Um jederzeit z.B. räumliche und zeitliche Diskontinuitäten von erneuerbaren Energien ausgleichen zu können und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bedarf es einer Mischung aus verschiedenen Stromerzeugungstechnologien. Hinzu kommen eventuell weitere Maßnahmen, wie z.B. Energiespeicherung (Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher) und einer Steuerung der Lasten zugunsten von Zeiten hoher Energiebereitstellung durch Wind und Sonne.

In verschiedenen Ländern sind unterschiedliche Energiemixe entstanden, basierend auf den örtlichen Gegebenheiten, historischen Entwicklungen sowie dem Angebot an erneuerbaren Energien. In einigen Ländern stehen neben Wind- und Solarenergie ausreichende Angebote an anderen erneuerbaren Energien dauerhaft zur Verfügung, um die Versorgung zu jeder Zeit sicherzustellen – z.B. Wasserkraft in Norwegen oder Geothermie in Island. In anderen Ländern werden hierzu zurzeit noch Kraftwerke auf fossiler Basis (Gas und Kohle) genutzt. Ziel ist es, deren Anteil abzubauen.

Um einen optimalen erneuerbaren Energiemix zu erreichen, spielen Versorgungssicherheit, ökonomische und ökologische Aspekte, aber auch Kriterien wie Netzverfügbarkeit oder ausreichende Bereitstellung von Regelenergie eine entscheidende Rolle. Folgende Strategien können genutzt werden:

1. Nutzung verschiedener Energieträger: Elektrizitätserzeugung durch mehrere Energieträger wie z.B. Sonne, Wind, Wasser, Biomasse, Biogas. Diese Art der Diversifizierung dient u.a. der Erhöhung der Versorgungssicherheit.
2. Nutzung verschiedener Technologien: Die Kombination von z.B. Laufwasser- mit Pumpspeicherkraftwerken. Diese Art der Nutzung verschiedener Technologien verbessert neben ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen ebenfalls die Versorgungsstabilität von erneuerbaren Energienanlagen.
3. Nutzung räumlich und zeitlich unterschiedlich verteilter Technologien: Das Ziel dabei ist die räumlich und/oder zeitlich unterschiedliche Erzeugung, basierend auf erneuerbaren Energien, mit den unterschiedlichen räumlichen/zeitlichen Nachfragemustern optimal zu kombinieren. Hierzu gehört z.B. die Nutzung räumlich ge-

trennter Windparks mit verschiedenen, im Voraus abgeschätzten Wetterbedingungen (Windverhältnissen).

4. Nachfragesteuerung: Die Beeinflussung des Verbraucherverhaltens zur Nutzung des erzeugten Stroms für bestimmte Anwendungen in Abhängigkeit vom Angebot.

Welche Mix-Strategie bzw. Kombination von Mix-Strategien den höchsten Mehrwert bringt, hängt von den örtlichen Erzeugungsmöglichkeiten sowie den Nachfragemustern ab. Eine Bürgerbeteiligung kann hierbei hilfreich sein, um z.B. die soziale Akzeptanz zur Erreichung einer optimalen Mischung zu erhöhen. Ferner, der Ausbau von erneuerbaren Energien in Europa ist auch ein wichtiger Faktor.

Abgesehen von einem kleineren Anteil Wasserkraft und anderer Erneuerbarer, wird der zukünftige Stromerzeugungsmix in Deutschland von Windkraft- und PV-Anlagen dominiert werden. Eine Studie des Fraunhofer Instituts [1] zeigt, dass sich in Deutschland bei einem Anteil von ca. 40% PV-Leistung bezogen auf die gesamte installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen eine kostenoptimale Zusammensetzung des Gesamtsystems einstellt. Neben der ökonomischen Betrachtung gibt es weitere Hilfsmittel für die Optimierung des idealen erneuerbaren Strommix. Für die Quantifizierung der Energieversorgungssicherheit kann der Shannon-Wiener H-Index¹ verwendet werden. Je höher der H Wert ist, desto „robuster“ ist die Versorgung. Ein weiteres Kriterium, das zur Evaluierung in allen Strategien verwendet wird, ist der Kapazitätsfaktor. Abb. 3.1.1 zeigt die Entwicklung des erneuerbaren Energienanteils zur Stromerzeugung, des Kapazitätsfaktors sowie des H-Indexes in Deutschland seit dem Jahr 2000.

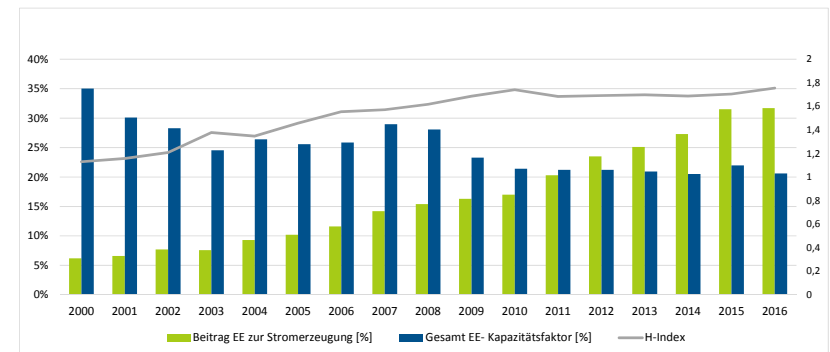


Abb. 3.1.1: Zeitliche Entwicklung des erneuerbaren Energienanteils an der Stromerzeugung, des Kapazitätsfaktors und des H-Index für Deutschland | Quelle: [2]

¹Shannon-Wiener Index ist ein statistischer Index für die Abschätzung der Diversität von dem gesamten System mit einzelnen Beteiligten. Je mehr Energieträger mit gleichem Energiebeitrag an die gesamte Energieversorgung beteiligt sind umso homogene und sicherer ist die Versorgung. Der H-Indexwert wie folgt berechnet: $H = -\sum p_i \ln p_i$ ist der Beitrag von i EE-Träger im gesamten Mix.

In den letzten 15 Jahren ist der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland kontinuierlich gestiegen, ebenso zunächst der H-Index als Indikator der Versorgungssicherheit. Dagegen ist der Kapazitätsfaktor des gesamten erneuerbaren Energiesystems zunächst gesunken, d.h. die Auslastung der erneuerbaren Energienanlagen hat in Bezug zum theoretisch möglichen Maximum abgenommen. In den letzten 7 Jahren haben sich H-Index und Kapazitätsfaktor stabilisiert, während der Anteil erneuerbarer Energien weiter gestiegen ist (siehe Abb 3.1.1). Auch wenn zur vollständigen Erklärung des Trendverlaufes mehr Daten benötigt werden, kann die Entwicklung in der Abbildung teilweise wie folgt erklärt werden: Am Anfang wurden zunächst vor allem erneuerbaren Energieträger mit geringeren Kapazitätsfaktoren (Wind und Solar) zu den klassischen erneuerbaren Energieträgern mit eher hoher Kapazität (Wasserkraft) ergänzt und führten damit im Mittel zur Reduktion des Kapazitätsfaktors. Über die weiteren Jahre stabilisierten sich die Verhältnisse auf dem zu erwartenden Niveau bzw. stiegen leicht mit verbesserten Anlagen. Ein weiterer Grund der Stabilisierung ist der zunehmende Anteil von Biomasse oder Biogas-KWK-Anlagen, die mit relativ höherem Kapazitätsfaktor betrieben werden, und zur Verbesserung des Kapazitätsfaktors vom gesamten erneuerbaren Energiemix beigetragen haben.

Auch wenn die Versorgungssicherheit, basierend allein auf erneuerbaren Energien, in Deutschland derzeit noch verbessert werden muss, so steht Deutschland im Vergleich zur EU-28 oder z.B. Großbritannien relativ besser da. So lag im Jahr 2016 der H-Index für Deutschland bei 1,75 während er für Großbritannien bei 1,68 und für die EU-28 nur bei 1,51 lag.

Die Gewichtung der verschiedenen Kriterien für die Auswahl des optimalen erneuerbaren Energiemix unterliegt mit der Zeit einem Wandel – auch in Abhängigkeit von technologischen Fortschritten oder dem Netzausbau. Um die zukünftigen Herausforderungen zu meistern, bedarf es eines kombinierten Einsatzes verschiedener erneuerbaren Energiemix Strategien. Die maßgeblichen Technologien zur Erreichung eines möglichst hohen Anteils an erneuerbaren Energien werden in den folgenden Kapiteln vorgestellt.

3.1.1 Solarthermische Wärmebereitstellung

Wolfgang Streicher

Passiv wird die Solarstrahlung seit Jahrtausenden mit Hilfe von Öffnungen oder Fenstern in Gebäuden genutzt. Dabei wird die Aufnahme der Solarenergie durch die Speichermassen im Raum fallweise über Verschattungen, die Abgabe an den Raum aber nicht geregelt. Der Eintrag in den Raum ergibt sich somit aus dem Verlauf der Sonne, dem Wetter sowie der Geometrie, der Verschattungseinrichtungen und den Speichermassen des Gebäudes. Die Voraussetzungen sind selbst in Mitteleuropa günstig. Die Solarstrahlung auf die horizontale Fläche beträgt dort im Schnitt 800 – 1.200 kWh/m² und Jahr. An einem mittleren Wintertag fällt auf die horizontale Fläche nur ein Fünftel (1 kWh/m²Tag) der Einstrahlung eines durchschnittlichen Sommertags (5 kWh/m²Tag). Bei einer vertikalen Südfassade sind dies im Winter 1,6 kWh/m²Tag da die Sonne flach über dem Horizont und damit annähernd senkrecht auf die Fassade scheint und im Sommer trotz der wesentlich längeren Tage 2,6 kWh/m² Tag da die Sonne steil am Himmel und damit nur einen geringen Einstrahlwinkel auf die Fassade aufweist. Damit eignen sich Südfassaden gut für die passive Solarenergienutzung (möglichst hohe Einstrahlung im Winter, möglichst niedrige im Sommer). In Nordeuropa ist die Einstrahlung besonders im Winter geringer und die Unterschiede zwischen Sommer und Winter größer. Die höchste jährliche Einstrahlung wird in den Wüstengebieten nördlich und südlich des Äquators mit über 2.300 kWh/m²a erreicht. Hier sind die jahreszeitlichen Schwankungen gering. Die maximale Einstrahlungsleistung bei klarem unbewölktem und staubfreiem Himmel beträgt unabhängig vom Standort etwa 1.000 W/m².

Von Solarthermie spricht man, wenn die Sonnenenergie in einen thermischen Sonnenkollektor absorbiert und über ein Wärmeträgermedium an ein Anwendungssystem weitergeleitet wird. Zusammen mit anderen notwendigen Komponenten bilden diese Absorber die thermische Solaranlage. Thermische Solaranlagen sind damit Anlagen, die Solarstrahlung in Wärme wandeln und sie dadurch für eine Vielzahl unterschiedlichster Anwendungen nutzbar machen – z.B. Schwimmbad-Wassererwärmung, Trinkwasser-Erwärmung, Raumheizung, Prozesswärme, Antriebswärme für solare Kühlung.

Der Wirkungsgrad eines Sonnenkollektors wird definiert durch die abgeführte Wärme bezogen auf die eingestrahlte Solarenergie. Er ist abhängig von der Kollektorbauart und der Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebungstemperatur. Mit zunehmender Temperaturdifferenz steigen die Wärmeverluste des Kollektors – damit sinkt dessen Wirkungsgrad. Damit Sonnenkollektoren effizient arbeiten, sollten sie immer mit möglichst niedrigen Temperaturen betrieben werden.

Wie viel von der eingestrahlten Solarenergie genutzt werden kann, hängt von einer Vielzahl von Parametern ab (Güte, Aufstellwinkel und Ausrichtung, Betriebstemperatur,

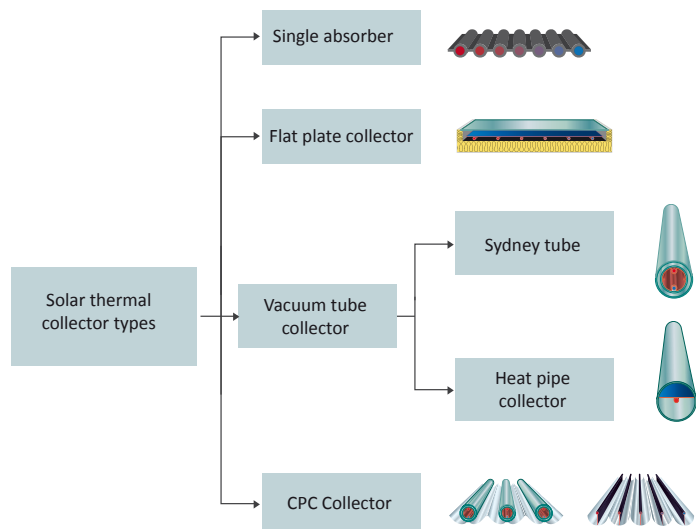


Abb. 3.1.1.1 Kollektorbauarten | Quelle: Fa. SOLID, Graz, Österreich

Verhältnis Kollektorgröße - Speichergröße - Wärmebedarf, Hydraulik und Regelung, ...). Zur Auslegung werden daher am besten Simulationsprogramme verwendet, die Jahresimulationen in Stunden oder sogar Minutenschritten durchführen und die eine Variation der bestimmenden Parameter sowie eine Auswahl an Klimadaten zur Verfügung stellen. An Kollektorbauarten kommen zumeist Schwimmbadkollektoren, Flachkollektoren oder Vakuum-Röhrenkollektoren zum Einsatz. Schwimmbadkollektoren haben keine Glasabdeckung und keine Dämmung. Sie haben aber in ihrer Anwendung einen sehr hohen Wirkungsgrad, da sie zumeist um die Außentemperatur herum betrieben werden und daher keine Wärmeverluste haben. Flachkollektoren eignen sich für Differenzen zwischen Warmwasser- und Außentemperatur bis ca. 80°C. Fallweise werden sie auch für höhere Differenzen eingesetzt, haben dann aber eine zweite Glasscheibe oder eine isolierende Unterspannfolie. Röhrenkollektoren sind besonders effizient bei noch höhere Temperaturdifferenzen. Bei geringen Temperaturdifferenzen haben sie zumeist einen geringeren Wirkungsgrad als Flachkollektoren.

Einsatzgebiete für Solarthermie-Anlagen sind primär die Warmwasserbereitung. In Mitteleuropa kommen solare Kombisysteme (Warmwasser und Heizungsunterstützung) dazu. In den letzten Jahren zeichnet sich ein neuer Trend ab: Durch sinkende Stromproduktionskosten – bedingt durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Strommix – werden vergleichsweise teure Gas-Kombi-Kraftwerke stillgelegt.

Ausgehend von Dänemark erweist sich die Unterstützung von Fernwärmenetzen durch solarthermische Großanlagen, die mit geringen Kosten von unter 0,04 Euro/kWh Wärme produzieren können, als stark steigender Markt. Die weltweit größte Anlage Ende 2017 wurde in Silkeborg, Dänemark, mit 156.700 m² Kollektorfläche in Betrieb genommen [7]. Auch Niedertemperatur-Prozesswärme wird vermehrt genutzt. Solarthermische Kühlung mit Hilfe von Ab- oder Adsorptionswärmepumpen ist technisch möglich und wurde weltweit 2015 in ca. 1.350 Anlagen eingesetzt [4]. Durch die Gleichzeitigkeit von solarer Einstrahlung und Kühlbedarf ergibt sich theoretisch ein großes Einsatzgebiet. Allerdings rechnen sich die im Vergleich zu photovoltaisch betriebenen Kompressionswärmepumpen wesentlich höheren Investitionskosten nur, wenn die solarthermische Anlage mit hohen Vollastbetriebsstunden läuft und weitere Verbraucher (Warmwasserbereitung, Heizung) versorgt werden können. Deshalb ist der Marktanteil der solarthermischen Kühlung bisher sehr gering.

Ende 2016 waren weltweit geschätzte rund 652 Mio. m² Kollektorfläche mit einer thermischen Leistung von rund 456 GW und einem Nutzenergieertrag zwischen 375 TWh/a installiert [4]. China hat bei der insgesamt installierten solarthermischen Leistung mit geschätzten 309 GW (2015) und bei dem jährlichen Zubau mit rund 30,5 GW weltweit über 70% Marktanteil. Während in Europa Flachkollektoren dominieren, werden in China hauptsächlich Vakuum-Röhrenkollektoren eingesetzt.

Solare Wärme wird regional sehr unterschiedlich genutzt. Weltweit markbestimmend sind und bleiben einfache Naturumlaufsysteme zu Warmwasserbereitung. Sie sind in vielen Ländern mit hoher Sonneneinstrahlung oft kostengünstig verfügbar und deshalb z. T. weit verbreitet. Warmwasser-Bereitungssysteme machen 94% des Weltmarktes aus, hiervon 68% in Einfamilienhäusern und 26% in größeren Anlagen. Schwimmbadkollektoren machen 4% und solare Kombisysteme (d. h. Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung) machen weltweit nur 2% aller Anlagen aus.

Die in Deutschland installierte solarthermische Kollektorfläche lag Ende 2016 bei rund 19,9 Mio. m²; dies entspricht einer insgesamt vorhandenen thermischen Solarwärmeleistung von rund 13,9 GW. Bei mittleren Energieerträgen errechnet sich für die rund 2,24 Mio. installierten Solarthermie-Anlagen eine nutzbare Niedertemperatur-Wärmebereitstellung von etwas mehr als 13,9 TWh/a. Das technische Nachfragepotential liegt aber noch um den Faktor 10 bis 15 darüber [6]. Bei der Mehrzahl der in der Vergangenheit installierten Kollektoranlagen handelt es sich um Kleinanlagen mit einer aktiven Solarfläche von unter 10 m². Seit dem Jahr 2000 gibt es aber einen verstärkten Trend hin zu Anlagen zur Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung (Kombisysteme) sowohl bei Einfamilienhäusern als auch Mehrfamilienhäusern. So machten solare Kombisysteme von Ein- und Mehrfamilienhäusern in Deutschland im Jahr 2010 bereits 58% des Marktes aus.

Es existiert bereits eine Anzahl von marktgängigen kompakten Kombisystemen sowie eine Vielzahl von mit Einzelkomponenten aufgebauten Anlagen [3].

Seit 2010 ist der Markt für thermische Solaranlagen sowohl in Deutschland als auch Österreich rückläufig, was bereits zu einigen Firmenschließungen geführt hat. Dies ist nicht zuletzt auf die stark sinkenden Preise für Photovoltaik bei gleichzeitig nur gering sinkenden Preisen der Solarthermie zurückzuführen. Dies wird wohl dazu führen, dass Solarthermie-Anlagen in Zukunft billiger werden müssen, falls sie gegen Photovoltaik am Markt bestehen wollen. Warmwasser-Thermosyphonanlagen produzieren in China Wärme um 0,04 Euro/kWh während Warmwasseranlagen z.B. in Österreich 0,17 Euro/kWh benötigen. Größere Anlagen (50 m²) haben dagegen in Österreich und China annähernd gleiche Wärmegestehungskosten von ca. 0,08 Euro/kWh. Bei Großanlagen (mehrere 1000 m²) kann der Preis auch in Europa auf unter 0,04 Euro/kWh sinken [4]. Es bleibt abzuwarten, zu welchen Anteilen sich Solarthermie und Photovoltaik die Gebäudeflächen in Zukunft durch den verstärkten Trend zu so genannten „Null Energie Häusern“ aufteilen werden.

3.1.2 Solarthermische Stromerzeugung

Oliver Baudson, Jürgen Hogrefe, Andreas Wiese

Mit dem Begriff „solarthermische Stromerzeugung“ wird hier ein Energiewandlungsprozess beschrieben. Dabei wird Solarstrahlung in Wärme gewandelt, diese dann in einem thermodynamischen Kreisprozess in mechanische Energie überführt und damit elektrische Energie bereitgestellt. Da hierbei immer Strahlung konzentriert wird, werden diese Anlagen auch unter dem Begriff Concentrating (oder Concentrated) Solar Power (CSP) zusammengefasst.

CSP ist deutlich von der CPV (Concentrated Photovoltaics) – Technologie zu unterscheiden. Die konzentriert zwar auch Lichtstrahlung, zählt aber zur Photovoltaik, weil die Umwandlungszwischenprodukte, Wärme und mechanische Energie, die in CSP-Anlagen nutzbar gemacht werden können, entfallen. Diese Technologie wird in diesem Kapitel nicht weiter betrachtet.

Da bei der solarthermischen Stromerzeugung Strahlung immer umgelenkt, gerichtet und konzentriert wird, kann nur der Direktstrahlungsanteil genutzt werden. Denn der ebenfalls vorhandene Diffusstrahlungsanteil kann nicht konzentriert werden. Daher sind solche Kraftwerke auch nur dort sinnvoll einsetzbar, wo der Direktstrahlungsanteil entsprechend hoch ist – insbesondere in den sogenannten Sonnengürteln der Erde.

Es gibt drei Haupttypen konzentrierender solarthermischer Technologien, die heute im größeren Maße angewendet werden. Sie unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Art der Strahlungskonzentration.

1. Parabolrinnenkraftwerke,
2. Fresnelkraftwerke und
3. Solarturmkraftwerke.

Daneben gibt es noch Solar-Dish-Anlagen. Diese Technologie wird für Großkraftwerke selten angewandt, eignet sich jedoch für kleinere Leistungen und unebene Geländeformen. Aufgrund dieser Sonderstellung wird sie hier nicht weiter betrachtet.

Bei allen CSP – Technologien zur Stromerzeugung besteht die Energiewandlungskette immer aus folgenden Schritten (siehe auch Abb. 3.1.2.1):

- Sammeln der solaren Strahlung mit Hilfe eines Spiegelsystems (Heliostate, Fresnel, Parabolspiegel).
- Konzentrieren der Strahlung auf einen Strahlungsempfänger (Receiver).
- Umwandeln der Strahlungsenergie im Receiver in Wärme.
- Transport der thermischen Energie zur Energiewandlereinheit (Verdampfer) und/oder zu großtechnischen thermischen Energiespeichern (z. B. geschmolzenes Salz), um Energie aus der Sonne auch nach Sonnenuntergang oder bei Wolkendurchzug nutzbar zu machen.
- Umwandeln der thermischen Energie in mechanische Energie (z. B. Dampfturbine, Stirlingmotor).

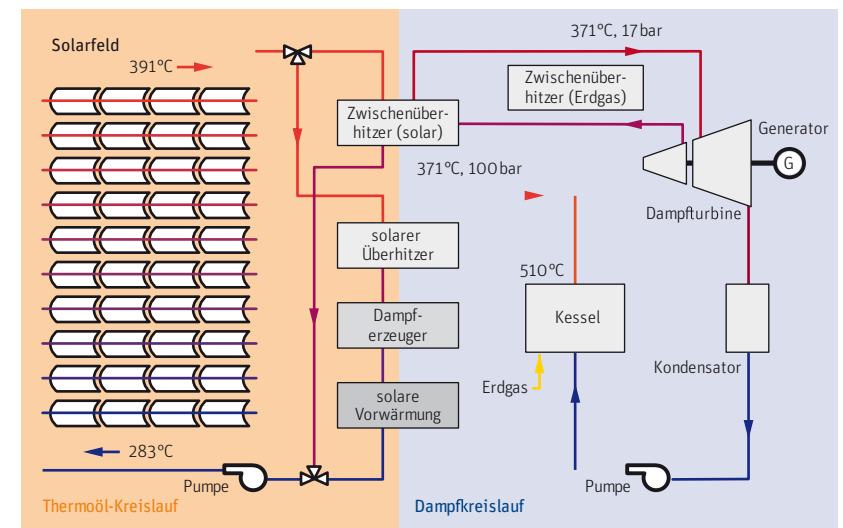


Abb. 3.1.2.1: Schema eines solarthermischen Kraftwerks am Beispiel eines Parabolrinnen-Kraftwerks (SEG I bis IV in Kalifornien) | Quelle: Böttcher: Solarvorhaben – wirtschaftliche, technische und rechtliche Aspekte, Oldenbourg Verlag 2011

- Umwandeln der mechanischen Energie in elektrische Energie durch einen Generator.

Diese Energiewandlungskette transformiert die solare Strahlungsenergie in elektrische Energie, abhängig vom jeweiligen Anlagentyp und der jeweiligen technischen Ausführung, mit Wirkungsgraden im Nennleistungsbereich von über 40%. Mit solchen Anlagen können vor allem bei Einsatz von Speichern, also bei Anlagen mit einem großen Solar Multiple (Verhältnis von Solarfeldleistung und thermischer Turbinenleistung), sehr hohe flächenspezifische Energieerträge erreicht werden sowie ein vergleichsweise hoher Capacity Factor (Verhältnis von tatsächlich produzierter zu theoretisch maximal produzierbarer Energie in einem Zeitintervall).

Parabolrinnenkraftwerke

Parabolrinnenkraftwerke konzentrieren die Strahlung in einem rinnenförmig gekrümmten, der Sonne einachsigt nachgeführten Spiegel auf eine im Fokus liegenden Röhre, in der ein Wärmeträgermedium zirkuliert. Heutzutage werden bei diesen Anlagen mit Thermoöl als Wärmeträgermedium Temperaturen in der Dampfturbine von knapp 400°C erreicht. Bei der Direktverdampfung von Wasser im Solarkreislauf oder bei der Verwendung von Salz als Wärmeträgermedium können weitaus höhere Temperaturen erreicht werden (560°C). Das entspricht dem Temperaturniveau von Dampfturbinen in konventionellen Gas- und Dampf-Kraftwerken. Das derzeit größte Parabolrinnenkraftwerk der Welt, die Solana Generating Station, wird in Gila Bend, 110 km südwestlich von Phoenix, Arizona (USA) betrieben. Die installierte Leistung beträgt 280 MW, ergänzt durch sechs thermischen Speicher mit dem Speichermedium geschmolzenes Salz.

Fresnelkraftwerke

Bei diesem Kraftwerkstyp wird die Solarstrahlung ebenfalls linienförmig fokussiert. Die Fresnel-Solarfarm ähnelt dem Parabolrinnenkraftwerk, jedoch sind die Spiegel nicht oder wenig gekrümmt. Es werden schmalere Spiegel verwendet, die in einem jeweils unterschiedlichen Neigungswinkel hintereinander drehbar auf einem Gestell unterhalb des Wärmeträgerrohres installiert sind. Die Spiegel werden einzeln der Sonne nachgeführt.

Solarturmkraftwerke

Bei Solarturmkraftwerken wird die Strahlung mittels ebener oder leicht gekrümmter Spiegel (Heliostate) auf einen Fokuspunkt an der Spitze eines Turmes konzentriert. Je nach Kraftwerksgröße erreicht man Turmhöhen von 30 bis über 200 m über Grund. Hier befindet sich der Receiver, in dem ein flüssiges oder gasförmiges Wärmeträger-

medium erhitzt wird. Die hier erreichbaren Temperaturen sind durch die Punktfokusierung deutlich höher als beim Parabolrinnen- oder Fresnelkraftwerk. So können insgesamt höhere Wirkungsgrade erreicht werden. Das derzeit weltgrößte Solarturmkraftwerk Ivanpah befindet sich in Kalifornien (USA), ca. 60 km südlich von Las Vegas, Nevada. Es besteht aus drei 140 m hohen Türmen und 347.000 Spiegeln mit einer gesamten Leistung von 392 MW. Der Betrieb mit hohen Temperaturen stellt, wie auch in der konventionellen Energietechnik, hohe Anforderungen an die Materialien – an der Optimierung der eingesetzten Produkte wird noch geforscht. CSP-Kraftwerke können mit anderen Technologien zu Hybridanlagen verbunden werden. Zum Beispiel durch die Kombination mit einer GuD-Anlage (Gas- und Dampf) zu einem sogenannten ISCC-Kraftwerk (Integrated Solar Combined Cycle Kraftwerk). Dabei wird der Dampf für die Dampfturbine zum einen durch die Abwärme der Gasturbine, zum anderen durch die aus dem Solarfeld kommende Wärme erhitzt. Neuere Überlegungen zielen darauf ab, CSP-Technologie und PV-Technologie zu verbinden. Dabei sollen die Vorteile beider Technologien – Speicherbarkeit der CSP und die geringen Produktionskosten der PV – in einer regelungstechnisch integrierten Anlage genutzt werden. Ein erstes kommerzielles CSP-PV-Hybrid-Projekt ist derzeit bereits im Ausschreibungsprozess (Midelt 1 / Marokko).

Moderne CSP-Kraftwerke sind heute mit einem thermischen Speicher ausgestattet. Dabei macht man sich die gute Speicherbarkeit von Wärme zunutze und verwendet



Abb. 3.1.2.2: Reinigung der Parabolrinnen des solarthermischen Kraftwerks Kuraymat, Ägypten | Quelle: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

dazu meistens geschmolzenes Salz, in kleinem Maßstab manchmal auch Wasser sowie (noch im Entwicklungsstadium) Beton. So können CSP-Anlagen eine ähnlich hohe Jahresbetriebsstundenzahl (Capacity Factor) wie konventionelle Kraftwerke erlangen, und/oder die Abgabe der elektrischen Energie ins Netz in die Zeiten höherer Nachfrage gelegt werden. In beiden Fällen verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Anlage deutlich – im ersten Fall sinken die spezifischen Produktionskosten, im zweiten Fall werden höhere Erlöse erzielt, weil in Zeiten höherer Nachfrage üblicherweise der Strom zu höheren Preisen verkauft werden kann. Ein weiterer Effekt der Speichernutzung ist die gute Vorhersagbarkeit, also die Planbarkeit und Sicherheit (Dispatchability) der Energiebereitstellung bzw. Abgabe ins Netz. CSP-Kraftwerke sorgen auf diese Weise für eine Grundlast, die wesentlich zur Stabilität der Netzspannung beitragen kann. CSP-Kraftwerke liefern dank ihrer Speicher auch bei Nacht, bei Wolkenbildung oder bei Sandstürmen eine planbare, berechenbare Energie.

Marktstatus

Ende 2017 waren weltweit weit über 5 GW an kumulierter Leistung in CSP-Anlagen installiert. Der größte Teil davon befindet sich nach wie vor in Spanien. Zusätzlich befinden sich derzeit etwa weitere 2 GW an solarthermischer Kraftwerksleistung im Bau. China plant, bis 2020 10 GW an solarthermischer Energie zu betreiben.

Technische und wirtschaftliche Potenziale

Die größten technischen Potenziale für solarthermische Kraftwerke liegen in den Sonnengürteln der Erde, also in Südeuropa, in Nord- und Zentralafrika, im Mittleren Osten, in Teilen Indiens und Chinas, im Süden der USA, in Mexiko sowie in einzelnen Ländern Südamerikas, z.B. Chile. Kurz: überall dort, wo es eine hohe Direktstrahlung gibt. Grundsätzlich kann aus Sicht des technischen Potenzials in diesen Regionen der überwiegende Teil des elektrischen Energiebedarfes aus CSP-Kraftwerken gedeckt werden. Damit würde aber nur ein kleiner Teil des solaren Potenzials dieser Regionen ausgeschöpft. Neben der Eigenversorgung dieser sonnenverwöhnten Regionen, könnten durch Stromferntransporte in benachbarte Bedarfszentren Erzeugungsüberschüsse exportiert werden – im Idealfall sogar bis in Regionen außerhalb der Sonnengürtel. Die solarthermische Stromerzeugung kann mittlerweile an geeigneten Standorten sehr wettbewerbsfähig im Vergleich zu konventionellen und anderen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien sein. So wurden zuletzt Aufträge für Kraftwerke mit spezifischen Stromkosten von 0,073 USD/kWh vergeben.

Ein weiterer Vorteil gewinnt aktuell immer mehr an Bedeutung, weil zunehmend volatile erneuerbare Energie eingespeist werden: CSP kann, wegen seiner Speicherfähigkeit, unkompliziert Stromnetze stabilisieren. Das könnte CSP neue Marktchancen als Systemdienstleister eröffnen – der Vorteil der verbesserten Planbarkeit wiegt den heute nur noch geringen Kostennachteil in zahlreichen Netzen auf. Aus diesen Gründen sind die wirtschaftlichen Potenziale von CSP heute vielerorts sehr groß.

Zukünftige Entwicklung

Voraussetzung dafür ist allerdings, dass folgende Kostensenkungsmöglichkeiten in den kommenden Jahren genutzt werden:

- Erhöhung von Wirkungsgraden z. B. durch höhere Temperaturen des Wärmeträgermediums und/oder Verwendung von Salz nicht nur als Speicher-, sondern auch als Wärmeträgermedium (dadurch weniger Wärmeüberträger notwendig und kein Temperaturgefälle bei der Wärmeübertragung)
- Optimierung der Fertigung einzelner Komponenten
- weiteren Optimierung des Gesamtsystems
- betrieblichen Optimierung.

Wie sich einzelne Technologien am Markt durchsetzen werden, ist noch nicht absehbar. Entsprechend der aktuellen Entwicklung werden alle aufgeführten Technologien bestimmte Bereiche des Marktes besetzen. Aktuell ist eine deutliche Steigerung des Marktanteils bei Solarturmkraftwerken zu erkennen. Für die Stromerzeugung werden sich vor allem Solarturm- und Parabolrinnenkraftwerke etablieren, wobei die jeweiligen Standortbedingungen die Auswahl der Technologie stark beeinflussen. Fresneltechnologie könnte eine wichtige Rolle in der Wärmeerzeugung spielen.

3.1.3 Photovoltaik

Fabian Kuhn

Photovoltaik (PV) ist die direkte Umwandlung der Sonneneinstrahlung in elektrischen Strom. Die Intensität der Sonneneinstrahlung ist – abhängig vom Standort auf der Welt – starken Schwankungen unterworfen. Im Sonnengürtel Afrikas, dem Mittleren Osten und in Chile erreicht die Globalstrahlung Werte von bis zu 2.400 kWh/m² pro Jahr, während es in Mitteleuropa üblicherweise etwa 800 bis 1.100 kWh/m² sind. PV-Anlagen werden im Allgemeinen unterteilt in netzgekoppelte Klein- oder Großanlagen sowie isolierte Anlagen in entlegenen Gebieten, z. B. auf Inseln. Werden die Anlagen mit Dieselgeneratoren, Batterien oder anderen Stromerzeugungsquellen kombiniert, spricht man von Hybridsystemen. Darüber hinaus kommt PV auch bei sehr kleinen Anwendungen im Freizeitbereich zum Einsatz, z.B. auf Booten oder bei Ladegeräten für Mobiltelefone.

Zelltechnologien

Es gibt verschiedene Modultechnologien mit unterschiedlichen Eigenschaften und Anwendungsmöglichkeiten. Die am weitest verbreiteten PV-Technologien sind:

- kristallines Silizium
- mono kristallines Silizium (mono-Si)
- polykristallines Silizium (poly-Si)
- Dünnschicht
- Kadmium Tellurid (CdTe)



Abb. 3.1.3.1: Beispiel für PV Anwendungen im Freizeit- und Konsumgüterbereich | Quelle: Pixabay, RENAC



Abb. 3.1.3.2: Mono- und polykristalline Zellen | Quelle: RENAC

Die Modulwirkungsgrade schwanken bei kristallinem Silizium zwischen ca. 16% und 22% und liegen bei Kadmium Tellurid Dünnschichtmodulen um die 17%.

Es gibt weitere Solarzelltechnologien, die im weltweiten Solarmarkt eine eher untergeordnete Rolle spielen und in dieser Studie nicht weiter berücksichtigt sind, wie z.B. amorphes Silizium (a-Si), Gallium Arsenide (GaAs), Copper Indium Gallium (di)Selenide (CIGS, CIS)

Unterkonstruktion

Für PV Anlagen gibt es hauptsächlich zwei Arten von Unterkonstruktionen:

- feste Aufständerung (auf der Nordhalbkugel nach Süden ausgerichtet)
- Nachführsysteme, bei denen die installierten Module dem Lauf der Sonne folgen.

Beide Arten sind weit verbreitet und haben sich weltweit bewährt.

Flächenbedarf

Der Flächenbedarf für PV Großanlagen liegt üblicherweise zwischen 1 – 2 Hektar je installierter MW Leistung. Er hängt von mehreren Faktoren ab wie zum Beispiel:

- Wieviel Fläche steht für ein Projekt zur Verfügung?
- Was ist die gewünschte Leistung der PV Anlage?
- Was sind die Kriterien, nach denen das Design der PV Anlage optimiert werden soll?
- Was sind die bevorzugten Technologien und Layoutoptionen?

Eine projektspezifische Auslegung berücksichtigt verschiedene Parameter und Kriterien, um das Anlagenkonzept entsprechend zu optimieren. Eine Optimierung kann u.a. folgende Ziele haben:

- Maximierung der installierten Leistung und des Gesamtenergieertrages (MWh) durch eine hohe Leistungsdichte.
- Maximierung der Anlagenperformance sowie des spezifischen Ertrages (MWh je installierter Leistung).
- Minimierung der Stromgestehungskosten (Euro Cent/kWh).

Die energetische Amortisation, d.h. die Energierücklaufzeit für Solaranlagen hängt von der Technologie sowie der vorherrschenden solaren Einstrahlung ab und schwankt in der Regel zwischen einem halben Jahr und 2 Jahren. Die erwartete Lebensdauer von Solarmodulen und PV Anlagen liegt bei mindestens 25 – 30 Jahren bei regelmäßiger Wartung. Sowohl PV-Dachanlagen als auch große PV-Freiflächenanlagen spielen eine wichtige Rolle bei der Stromerzeugung durch die Sonne. Ende 2017 erreichte die weltweit installierte PV-Leistung insgesamt 4152 GW, von denen annähernd 110 GW auf die Europäische Union entfielen [8]. Diese Entwicklung wird anhalten, wobei sich die installierte Leistung bis 2020 voraussichtlich verdoppeln dürfte.

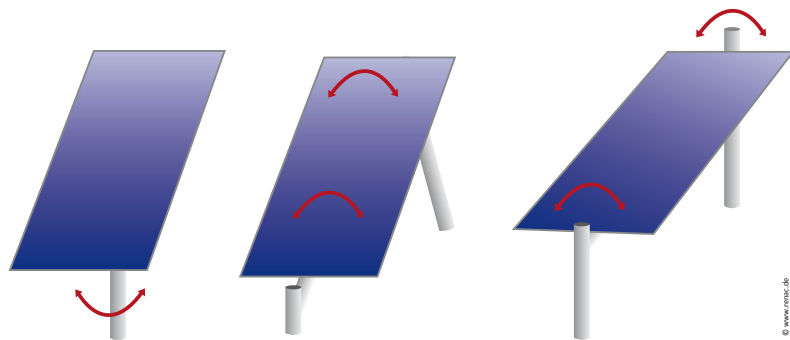


Abb. 3.1.3.3: Einachsige Nachführsysteme | Quelle: RENAC

3.1.4 Biomasse

Heiko Peters

Seit Jahren nimmt die energetische Biomassenutzung zur Erzeugung von Strom und Wärme zu. Dieser verstärkte Einsatz, besonders zur Stromerzeugung, wird durch das EEG gefördert. Mit weiteren gesetzlichen Regelwerken, wie dem „Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) sowie dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz“ (KWKG) wurden weitere Grundlagen für den verstärkten Biomasseeinsatz geschaffen.

Biomasse wird zur Strom- und Wärmeerzeugung und zur Herstellung von Biokraftstoffen genutzt. 2016 wurden aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse insgesamt 51,6 Mrd. kWh Strom, 148 Mrd. kWh Wärme sowie 3,4 Mio. t Biokraftstoffe erzeugt [9].

Sektorübergreifend ist die Biomasse 2016 mit einem Anteil von etwa 59% der Energiebereitstellung der wichtigste erneuerbare Energieträger. Insbesondere im Wärme- und Verkehrssektor ist Biomasse für 88% bzw. 89% des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien verantwortlich [10].

Wesentliche Grundstoffe sind hierbei:

- Holz
- Energiepflanzen
- Reststoffe

Wesentliche Technologien zur Biomasse-Verwertung sind Biogasanlagen (Fermentationsprozess), Bioraffinerien (Biotreibstoff) sowie Pyrolyse und Hydrothermale Karbonisierung (Kohle). Darüber hinaus kann ein Brennstoff auch direkt in Heizkraftwerken oder zur Erzeugung von Wärme verwendet werden. Der mit Abstand wichtigste Bioenergieträger in Deutschland ist Holz als nachwachsender Rohstoff – es wird vorwiegend zur Wärmeerzeugung in Kleinverbrennungsanlagen oder in zentralen Heizwerken bzw. in Biomasseheizkraftwerken (KWK-Anlagen) oder zur Stromerzeugung eingesetzt. Holzbrennstoffe sind mit Wirkungsgraden von mehr als 90% äußerst effizient. Holz hat mit derzeit mehr als 75% den größten Anteil an der regenerativen Wärme. Im Jahr 2016 wurden 9,1% des deutschen Wärmeverbrauchs und 1,9% des Stromverbrauchs durch Holzenergie gedeckt. Durch die Anpflanzung sogenannter Kurzumtriebsplantagen kann die Erzeugung intensiviert werden. Letzte Zahlen für 2014 zeigen allerdings, dass sich diese Art der Biomasseerzeugung jedoch kaum entwickelt und auch nicht im Klimaschutzplan 2016 der Bundesregierung erwähnt ist. Neben der Forst- ist die Landwirtschaft durch den Anbau von Energiepflanzen wichtiger Lieferant von Biomasse.

Wichtigste sind:

- Raps für die Biodieselproduktion
- Mais, Gras und Zuckerrüben zur Erzeugung von Biogas
- Getreide und Zuckerrüben zur Produktion von Bioethanol

Deutschland benötigt nur einen geringen Teil der landwirtschaftlich genutzten Flächen für den Ausbau der Bioenergie. Bis 2020 wird die für Bioenergie nutzbare landwirtschaftliche Nutzfläche auf 3,7 Mio. Hektar geschätzt [11]. 2016 wurden rund 2,4 Mio. Hektar für den Energiepflanzenbau genutzt (0,96 Mio. Hektar für Kraftstoffe, 1,5 Mio. Hektar für Biogaserzeugung, 0,01 Mio. Hektar für Festbrennstoffe) [12]. Seit 2013 stagniert die Anbaufläche bei 2,4 Mio. Hektar. Zunehmend wichtige Quellen für nachhaltige Energieproduktion sind biogene Reststoffe und Abfälle. Als besonders geeignet gelten:

- Altholz
- Abfälle aus der Biotonne
- Gülle oder Festmist
- Getreidestroh

Die Stoffe bekommen in der Zukunft eine besondere Bedeutung, da der Einsatz von Reststoffen eine Kaskadennutzung ermöglicht. Diese hilft Nutzungskonflikte zwischen Energiepflanzen und der Nahrungsmittelversorgung zu vermeiden. Zur Veranschauli-



Abb. 3.1.4.1: Raps als Energiepflanze, Brandenburg | Quelle: RENAC

chung: Die Gülle von 100 Rindern reicht aus, um knapp 30 Durchschnittshaushalte mit Strom zu versorgen. Generell ist besonders bei Biomasse eine systemische Betrachtung sinnvoll und notwendig. Die Zielsetzung kaskadierender Wertströme sowohl in ökologischer, als auch in wirtschaftlicher Betrachtung ist zu berücksichtigen.

Biomasseinsatz hat erhebliche Bedeutung für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung als Ergänzung zur Sonnen- und Windenergie. Denn Biomasse ist speicherbar und kann damit einerseits zur Grundlastabdeckung eingesetzt, andererseits als Regelenergeträger herangezogen werden. Mit diesen besonderen Eigenschaften kann Biomasse zur Netzstabilität beitragen.

Darüber hinaus kann Biogas nach Aufbereitung zu Bioerdgas ins Erdgasnetz eingespeist werden. Dieses kann damit ebenfalls eine Speicherfunktion übernehmen. Wegen begrenzter Flächen und Nutzungskonkurrenzen steht Biomasse in Deutschland nur in beschränktem Umfang zur Verfügung. Dies erfordert einen effizienten Umgang, der auch dem Naturschutz Rechnung trägt, mit der Ressource. Der Einsatz von Biomasse muss daher stringent an der Ressourcennachfrage, an Effizienzkriterien und Ausbauerfolgen anderer erneuerbarer Energieträger ausgerichtet werden. Dabei sind so genannte stoffstromorientierte Strategien zu empfehlen (u.a. Vermeidung von Emissionen, Abfällen, Abwasser und unnötigem Energieeinsatz durch Erhöhung der Ressourcenproduktivität, durch Verringerung des Ressourcenverbrauchs und des Einsatzes ökologisch bedenklicher Stoffe, Erhöhung des Einsatzes von Sekundärstoffen sowie der Recyclingfähigkeit).

Daneben sind auch Trends zur Biomasseproduktion auf urbanen Flächen, etwa wie Hausdächern, Fassaden, an bzw. über Verkehrsflächen wie Parkplätzen, Straßen und Gleisen für die wachsenden (Mega-)Städte der Welt zu beobachten. Jedoch sind momentan (2017) kaum kommerzielle Applikationen speziell zur urbanen Biomasseproduktion bekannt.

3.1.5 Biogasanlagen

Heiko Peters, Heiner Schröder

Die Biogastechnologie ist wichtig für die Energie-Versorgungssicherheit und die Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Nicht zuletzt auch deswegen haben Biogasanlagen in Deutschland in den vergangenen Jahren beträchtlich zugenommen.

Biogas entsteht durch die Vergärung organischer Stoffe unter Ausschluss von Sauerstoff. In dem biochemischen Prozess, der auch als anaerobe Gärung bezeichnet wird, zerlegen Mikroorganismen Biomasse in kleinere chemische Verbindungen. Biogas besteht überwiegend aus Methan (CH_4 , 50 – 75%) und Kohlendioxid (CO_2 , 25 – 45%). Darüber hinaus sind geringe Anteile von Schwefelwasserstoff (H_2S), Ammoniak (NH_3), Wasserstoff (H_2), Sauerstoff (O_2) und Stickstoff (N_2) enthalten. Ziel der Biogasproduktion ist die Maximierung des energiereichen Methangases, mit dem z.B. in Blockheizkraftwerken Strom und Wärme erzeugt werden. In §11 des am 1. Juni 2012 in Kraft getretenen neuen Kreislaufwirtschaftsgesetzes heißt es unter der Überschrift „Kreislaufwirtschaft für Bioabfälle und Klärschlämme“: „Soweit dies zur Erfüllung der Anforderungen [...] erforderlich ist, sind Bioabfälle, die einer Überlassungspflicht unterliegen, spätestens ab dem 1. Januar 2015 getrennt zu sammeln.“ Mit dem neuen Kreislaufwirtschaftsgesetz – KrWG – wird die EU-Abfallrahmenrichtlinie-Richtlinie 2008/98/EG, AbfRRL in deutsches Recht umgesetzt und das bestehende deutsche Abfallrecht umfassend modernisiert. Ziel des neuen Gesetzes ist eine nachhaltige Verbesserung des Umwelt- und Klimaschutzes sowie der Ressourceneffizienz in der Abfallwirtschaft durch Stärkung der Abfallvermeidung und des Recyclings von Abfällen.

Substrateinsatz

Für die anaerobe Gärung werden leicht abbaubare Biomassen (Substrate) verwendet – hauptsächlich Fette, Öle, Zucker und Stärke. (Biomassen mit hohen Anteilen an Lignin, Cellulose oder Hemicellulose, wie z.B. Stroh oder Holz, sind für die Biogasproduktion eher ungeeignet.)

Vorrangige Substrate in landwirtschaftlichen Biogasanlagen sind nachwachsende Rohstoffe (Energiepflanzen). Der massebezogene Anteil betrug 2015 ca. 52% [13]. Als wichtigste Energiepflanze gilt der Mais, weil er die höchste Flächeneffizienz aufweist. Darüber hinaus eignen sich u. a. Grün-Roggen, Gräser, Zuckerrüben, Zuckerhirse, aber auch Topinambur und Miscanthus für den Einsatz in Biogasanlagen. Zunehmend wichtige Quellen für die nachhaltige Biogaserzeugung sind Reststoffe und Abfälle biogenen Ursprungs. Hierzu zählen hauptsächlich Bioabfälle (Biotonne), Reststoffe aus der Landwirtschaft (z.B. Rinder- und Schweinegülle, Mist, Einstreu oder Ernterückstände) und organische Abfälle aus Industrie und Gewerbe sowie Materialien aus der

Landschaftspflege. Die nachhaltige Erschließung dieser Potenziale wird in Zukunft besonders wichtig sein. Die Energiegewinnung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen ermöglicht eine optimale Kaskadennutzung und hilft, Konflikte zwischen der energetischen und der stofflichen Nutzung von Biomasse zu vermeiden. Die anfallenden Rückstände (Gärreste) dienen als Dünger und werden somit vollständig verwertet und erhalten dadurch natürliche Stoffkreisläufe.

Biogasmengen

Die Substratart beeinflusst die Vergärung und bestimmt Menge und Qualität des Biogases. Um hohe Prozessstabilität und Biogasausbeute zu erreichen, müssen die Fermenter mit gleichmäßiger Substratqualität und optimalem Temperaturniveau bei konstanten



Abb. 3.1.5.1: Biogasausbeuten nach Substrat in $\text{Nm}^3/\text{t FM}$ | Quelle: FNR 2015; KTBL 2015

Temperaturbedingungen betrieben werden. Die Wahl des Temperaturniveaus hängt vom verwendeten Substrat, von der Aufenthaltszeit im Fermenter, vom Gasbildungspotenzial und dem Wärmenutzungskonzept ab. Sorgfältige Betriebsweise entscheidet zudem über die Gasbildungsrate im Fermenter.

Gasnutzung

Biogas ist als erneuerbare Energiequelle die wichtigste Alternative zu Erdgas. Derzeit wird Biogas überwiegend in Blockheizkraftwerken direkt in Strom und Wärme umgewandelt. Um die Effizienz von Biogasanlagen zu erhöhen, muss künftig die Maximierung der gesamten Energienutzung im Vordergrund stehen. Dies bedeutet, dass die anfallende Abwärme weitestgehend genutzt wird, entweder über ein Nahwärmenetz oder direkt am Standort der Biogasanlage. Sofern Letzteres nicht möglich ist, kann Biogas zu Biomethan mit Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist, somit für die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion sowie auch als Kraftstoff eingesetzt werden.

Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit kann das Erdgasnetz außerdem auch als Energiespeicher genutzt werden – aufgrund seiner in Deutschland nahezu flächendeckenden Ausbreitung von rund 530.000 km Länge gleichermaßen ein ideales Speicher- und Transportmedium für Biogas.



Abb. 3.1.5.2: Biogasanlage | Quelle: RENAC

Energie- und Treibhausbilanz von Biogas

Die Produktion von Biogas erfordert nur einen verhältnismäßig geringen Anteil an fossilen Energierohstoffen (z.B. für Düngemittel, Aussaat, Ernte, Transport und Verarbeitung der Energiepflanzen). Gegenüber der Stromerzeugung mit Erdgas benötigt die Stromproduktion aus Biogas 80 bis 85% weniger fossilen Energieeinsatz. Dieser Vergleich betrachtet ausschließlich die Stromerzeugung; da aber für Strom aus Biogas in KWK-Anlagen eingesetzt wird, wird zusätzlich Wärme erzeugt, deren Nutzung die Klimabilanz weiter verbessert. Bei der Stromerzeugung mit Biogas werden gut 90% (bei Erdgas mehr als 75%) weniger Treibhausgase ausgestoßen als bei der Stromproduktion mittels Braunkohle bzw. Steinkohle. Durch die Biogaserzeugung konnten im Jahr 2016 Treibhausgasemissionen von rund 20 Mio. t CO₂-Äquivalenten vermieden werden – dies entspricht mehr als 12% der 2016 durch den Einsatz von erneuerbaren Energien erzielten Treibhausgasvermeidung.

Dieser Beitrag von Biogas zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen kann durch den weiteren Ausbau der Biogaserzeugung bei verstärktem Einsatz von Bioabfällen und geeigneten Reststoffen noch deutlich gesteigert werden. Aufgrund verfügbarer Biomasse ist nach Angaben der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe ein deutlicher Ausbau der Biogaserzeugung bis 2020 problemlos möglich. Das 2014 novellierte EEG hat den Biomasse-Anteil auf ein Minimum begrenzt. In der Novelle des EEG 2017 wurde für die Vergütung des Stroms aus erneuerbaren Energien ein Ausschreibungsverfahren eingeführt. Dieses gilt auch für Biogasanlagen. Der Einsatz von Getreide und Mais ist dabei auf maximal 50 Masseprozent (2017 – 2018) pro Anlage gedeckelt (bzw. max. 47 Masseprozent 2019 – 2020; max. 44 Masseprozent 2021 – 2022). Der Gesetzgeber sieht gemäß §4 Nr.4 einen jährlichen Brutto-Zubau von Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 150 MW (2017 – 2019) bzw. 200 MW (2020 – 2022) vor. Damit erhöht sich das Ausbauziel für die Biomasse im Vergleich zu den Regelungen des EEG 2014 um 50 bzw. 100 MW. Hierbei handelt es sich um ein Brutto-Ausbauziel, d.h. nicht die Bemessungsleistung einer Anlage ist ausschlaggebend, sondern die tatsächlich zugebaute Leistung. Der Ausbau der Biomasse wird ab 2014 auf den Einsatz von Reststoffen konzentriert, da zukünftig keine erhöhte, einsatzstoffbezogene Vergütung (z.B. für Mais, Zuckerrüben und Getreide) mehr vorgesehen ist.

3.1.6 Windenergie On- und Offshore und ihre Netzanbindung

Henry Och

„Die Windindustrie in Deutschland hat 2016 wiederholt ihre Leistungsfähigkeit mit einem stabil hohen Zubau von Windenergie an Land und auf See unter Beweis gestellt. Dank technologischer Weiterentwicklung konnten systemdienliche und hoch effiziente Anlagen in allen Regionen Deutschlands installiert werden“ fasst der Bundesverband WindEnergie die aktuelle Situation zusammen. „Die Windenergie an Land ist der kostengünstige Leistungsträger des Energiesystems. In den vergangenen Jahren wurde eine beachtliche Lernkurve durchschritten. Höhere Stromerträge und mehr Betriebsstunden haben die sinkenden Vergütungen im EEG aufgefangen sowie die Systemstabilität gestützt. Die Windindustrie stellt sich den wettbewerblichen Ausschreibungen in Deutschland wie auch international. [14] “Im Offshore-Bereich produzieren 947 Windanlagen in 16 Windparks in Nord- und Ostsee mit einer Leistung von zusammen etwa 4,1 GW Strom. Bis 2020 sollen 6,5 GW Windenergieanlagen auf See installiert werden. Bis 2030 sollen es dann 800 MW pro Jahr sein. Die bereits genehmigten Windparks reichen fast aus, um das Ziel der Erhöhung der Offshore-Kapazitäten auf 10,75 GW bis 2025 zu erreichen. [15]

Bundesregierung und EU haben sich klare Ziele bis 2050 gesetzt: die Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen um mindestens 80% gegenüber 1990. [16] Zu deren Erreichung trägt die Windkraft wesentlich bei: in Deutschland leistete sie 2016 innerhalb der regenerativen Energien mit rund 33% einen erheblichen Beitrag. [17] Die Nutzung der



Abb. 3.1.6.1: Transport Offshore Umspannwerk Nordsee | Quelle: Dr. Born-Dr. Ermel GmbH

Windkraft zur Stromerzeugung hat zwar in den vergangenen Jahren stark zugenommen, ihr Potenzial ist aber bei weitem nicht ausgeschöpft. [18]

Prognosen zum weiteren Ausbau sind durch verschiedene Studien unterschiedlich belegt, so reichen die Ausbauziele bis 2030 in Deutschland zum Beispiel bis zu 25 GW für den Offshore-Bereich. Auch die Onshore-Windenergie wird wesentlich weiter ausgebaut werden. Die ausgewiesenen Vorranggebiete werden unter Einbeziehung der Bürger ausgeplant. An vorhandenen Standorten können ältere Anlagen durch modernere, mit leistungsstärkeren Windturbinen ausgetauscht werden (Repowering). Offshore-Wind bietet ebenso weitere Ausbaumöglichkeiten. In Deutschland kommen Windenergieanlagen in Küstennähe jedoch wegen des Wattenmeeres nicht in Frage, so bleibt ausschließlich die Stromerzeugung auf hoher See. Der Vorteil dort: der Wind weht beständiger. Aber: die Umweltbedingungen bedeuten eine große Herausforderung. Dies betrifft ebenso den Netzanschluss. Windenergie aus Offshore-Windparks wird in Umspannstationen auf dem Meer in Hochspannung (AC) gewandelt. Die elektrische Energie mehrerer Windparks wird auf einer HGÜ-Plattform in Gleichspannung gewandelt und über diesen Weg energieeffizient per Seekabel an Land transportiert. Auf der Landseite wird dann die Energie regional in Wechselspannung gewandelt und den Verbrauchern zugeführt oder über längere Distanzen als HGÜ-Verbindung zu den südlichen Bundesländern transportiert. Für Windenergieanlagen auf See und an Land, die ab 2021 in Betrieb genommen werden, wurden mit der EEG-Novelle 2017 Ausschreibungen eingeführt, um die Förderung zukünftig wettbewerblich ermitteln zu können. Einen Anspruch auf einen Netzanschluss hat in der Folge nur, wer einen Zuschlag in einem der Ausschreibungsverfahren erhalten hat.

Breitgefächertes Spektrum der Ingenieuraufgaben

Kraftwerksplanung an Land kann nicht ein zu eins auf die Offshore-Windplanung übertragen werden. So müssen zum Beispiel internationale Vorschriften für die Zertifizierung von Offshore-Windfarmen beachtet werden. Die Umspannwerke auf dem Meer werden normalerweise unbemannt betrieben. Alle ihre Systeme müssen vollautomatisch funktionieren und im Falle einer Störung in einen sicheren Anlagenzustand versetzt werden können. Neben der eigentlichen Stromübertragung sind Systeme für Brandschutz, Klimatisierung, Netzersatztechnik, Überwachung und Steuerung der Plattform von Land, Befehls- und weitere intelligente Systeme Bestandteil der ingenieurtechnischen Bearbeitung. Weitere Schwerpunktbereiche für Ingenieure bilden darüber hinaus Bodenerkundung, Stahlbau, Gründung, Logistik und Verlegung der Seekabel. Schließlich gilt es, die Anforderungen des Naturschutzes einzubeziehen. Sicherheits- und Gesundheitsaspekte, sorgfältige Planungen zur Inbetriebnahme, für den eigentlichen Betrieb und die zugehörige Instandhaltung runden das Aufgabengebiet ab. Im Norden Deutschlands findet sich das größte Potenzial für erneuerbare Energien Onshore und Offshore.

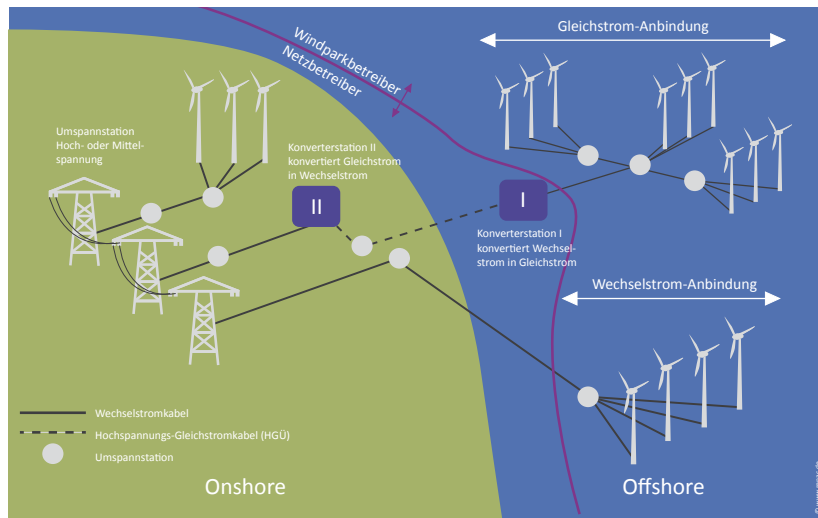


Abb. 3.1.6.2: Windenergie On- und Offshore und ihre Netzanbindung | Quelle: Dr. Born - Dr. Ermel GmbH | Abb: RENAC

Die Herausforderung besteht darin, die elektrische Energie über Hoch- und Höchstspannungsleitungen sowie Erdkabel den Verbrauchern im Westen und Süden Deutschlands mit möglichst geringen Leitungsverlusten zur Verfügung zu stellen. Denn der Netzausbau aller Spannungsebenen sichert auf Dauer nachhaltig Lebensqualität und Wohlstand. Ingenieure müssen dabei Machbarkeit, Genehmigungsfähigkeit und Nachhaltigkeit sicherstellen. Im Rahmen der Planung müssen Netzanbindung und Trassen im Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz umgesetzt werden.

Aufgabe der beratenden Ingenieure ist es, auf Basis nationaler und internationaler Vorschriften und Regelwerke die Ideen in die Realität umzusetzen und dabei die einzelnen Leistungen möglichst zu standardisieren. Nicht zuletzt sind Ingenieure aber von der politischen Ausrichtung abhängig, insbesondere wenn es um die Geschwindigkeit der Umsetzung und die vom Gesetz definierten Ausbaukorridore geht.

3.1.7 Geothermie

Ingo Sass

Unter dem Begriff Geothermie (Erdwärme) werden hier die technischen Nutzungsmöglichkeiten der innerhalb der festen Erdkruste gespeicherten Wärmeenergie gefasst. Üblich ist die Einteilung in oberflächennahe (ONG) und tiefe Geothermie (TG). In den letzten Jahren setzt sich immer mehr der Bereich der mitteltiefen Geothermie als eigenes Arbeitsfeld mit spezifischen Leistungsbildern durch. Für alle Formen der Geothermienutzung, ob Kühlung, Heizung, Wärme- und Kältespeicherung sowie Stromerzeugung gilt, dass sie voll grundlastfähig sind und potenziell in Größenordnungen zur Verfügung stehen, die für eine nachhaltige Energieversorgung eine wesentliche Rolle spielen.

Oberflächennahe Geothermie

Unter der oberflächennahen Geothermie (ONG) werden zumeist Nutzungen in den obersten 100 bis etwa 400 m verstanden. Dort herrschen Temperaturen bis zu 25°C, die zum Heizen und Kühlen von Gebäuden, technischen Anlagen oder Infrastruktureinrichtungen genutzt werden können.

Die am häufigsten eingesetzte Erschließungsmethode ist die Erdwärmesonde (EWS, ein Untergrund-Wärmeübertrager), die in einem Bohrloch montiert wird und dem Untergrund Erdwärme konduktiv entzieht anstatt Grundwasser zu entnehmen [21]. Oberflächennahe Systeme wurden neben der reinen Auslegung auf Wärme- oder Kältebereitstellung, auch bereits mehrfach als Erdwärmesondenspeicher [20] realisiert und es gibt hinreichend Erfahrung in Bemessung und Betrieb. Allerdings sind die Auswirkungen auf die Grundwasservorkommen z.T. kritisch zu beurteilen.

Folgen einer solchen Erwärmung, z. B. durch das sommerliche Kühlen von Gebäuden über die Erdwärmeanlagen, auf die Grundwasserlebewesen (Tiere, Pflanzen, Pilze) sind noch weitgehend unerforscht [24]. Deshalb gibt es in Deutschland bisher keine einheitliche Praxis bei der Genehmigung der maximal zulässigen Grundwassererwärmung an der Grundstücksgrenze [21]. Die thermische Nutzung des Untergrundes bedingt häufig einen Nutzungskonflikt mit wasserwirtschaftlichen oder ökologischen Schutzansprüchen an das Grundwasser. Daraus können sich regulatorische Restriktionen ergeben – im Hinblick auf die Größe der geothermischen Anlagen, ihren Betrieb und die tolerierte Temperaturspreizung, die zu erwarten sind. Oberflächennahe Geothermie-Systeme können nahezu überall in Deutschland eingesetzt werden – lediglich genehmigungsrechtliche Aspekte begrenzen diesen Einsatz (siehe auch VBI-Leitfaden „Oberflächennahe Geothermie“).

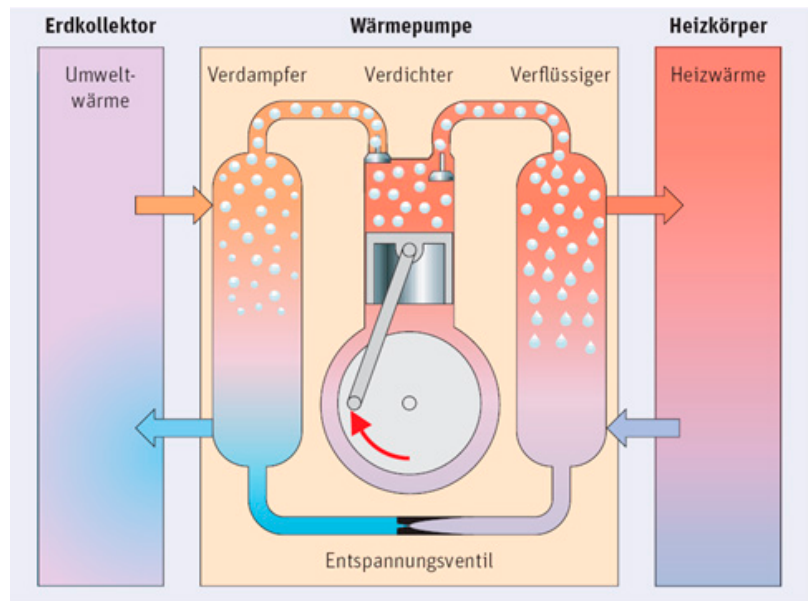


Abb. 3.1.7.1: Arbeitsprinzip einer Wärmepumpe | Quelle: Sunbeam-berlin.de

Mitteltiefe Geothermie

In der mitteltiefen Geothermie werden Elemente und Verfahren aus der ONG und TG kombiniert und es werden vor allem die mittleren Teufenbereiche erschlossen. Speicheranwendungen sind hier besonders vielversprechend.

Die klassische Abgrenzung zwischen tiefer und oberflächennaher Geothermie bei 400 m Teufe wird der technischen Entwicklung nicht mehr gerecht. Der Einsatz von Flachbohrtechnik in Tiefen über 400 m wurde bereits demonstriert. Dabei wurden Bohrungen, die bisher als „tief“ galten, mit Erdwärmesonden und Wärmepumpen ausgerüstet, was eher einer typischen oberflächennahen Anwendung entspricht [22]. Diese Nutzung der Erdwärme kann als mitteltiefe Geothermie bezeichnet werden. Mitteltiefe Geothermie ist eine Technologie, die vergleichsweise tiefe Bohrungen zur Wärmebereitstellung und -speicherung nutzt, jedoch – wie die oberflächennahe Geothermie – nicht zur Stromerzeugung geeignet ist. Dabei grenzt sich die mitteltiefe Geothermie in ihren Anwendungsmöglichkeiten durch ein höheres Temperaturniveau von der oberflächennahen Geothermie ab (siehe Abb. 3.1.7.2).

Heutige Bohrverfahren ermöglichen das wirtschaftliche Abteufen von geothermischen Bohrungen auf mehrere hundert Meter Tiefe. Beispielsweise wurde in Heubach im Odenwald eine 770 m tiefe Erdwärmesonde verbaut [23]. Sie weist die für mitteltiefe

Erdwärmeanlagen typischen Charakteristiken auf: eine der oberflächennahen Geothermie gegenüber erhöhte Nutztemperatur (ohne Speichernutzung) von 18 – 22°C sowie eine erhöhte Leistungszahl (coefficient of performance, COP) von 4 – 6.

Mitteltiefe Erwärmsondenpeicher

Ein besonderes Potenzial der Geothermie liegt in den Speichereigenschaften des Gebirges. Anders als bei der oberflächennahen Geothermie werden wasserwirtschaftlich relevante Grundwasservorkommen bei der mitteltiefen saisonalen Hochtemperaturspeicherung von Wärme im Untergrund nicht direkt belastet. Der Speicherbetrieb kann im tieferen, unbelebten Untergrund eines Grundwasserleiters erfolgen (siehe Abb. 3.1.7.4). Dadurch ist auch eine erhebliche Leistungssteigerung der geothermischen Anlagen möglich: Die Nutzung tiefer liegender Formationen ermöglicht ein wesentlich höheres Temperaturniveau für die Einspeicherung als dies in oberflächennahen Anlagen realisiert werden dürfte. Darüber hinaus verringert sich durch die mit der Tiefe abnehmende Durchlässigkeit des Grundgebirges (Permeabilität) die Gefahr, dass Grundwasserfluss Wärme aus dem Speicher austrägt und zu Speichereffizienzverlusten führt.

Mitteltiefe geothermische Speicher bestehen aus Erdwärmesondenfeldern, die sich jedoch im Gegensatz zu oberflächennahen geothermischen Speichern aus weniger und dafür tieferen Erdwärmesonden zusammensetzen. Dadurch verringert sich der Platzbe-

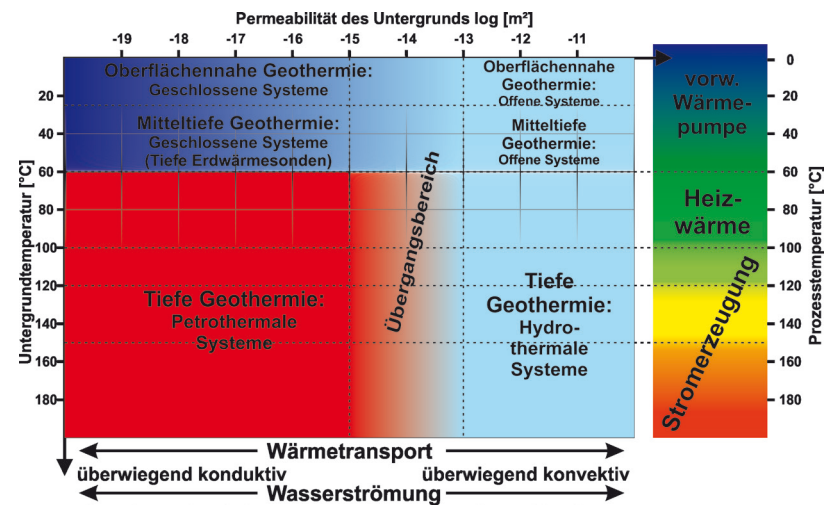


Abb. 3.1.7.2: Definitionsmöglichkeiten für geothermische Nutzsyste in Abhängigkeit von der Lagerstätten-Permeabilität und der Erschließungsteufe | Quelle: Sass 2012

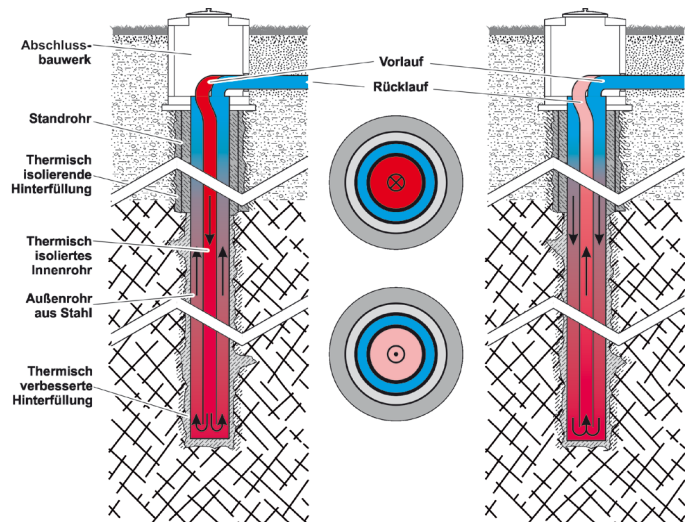


Abb. 3.1.7.3: Koaxiale Erdwärmesonde für den Einsatz in mitteltiefen Erdwärmesondenspeichern (links: Beladungsphase, rechts: Entladungsphase) | Quelle: Bär et al. 2015

darf an der Oberfläche, was diese Technologie insbesondere für den Einsatz im dicht bebauten urbanen Raum attraktiv macht. Meist werden für mitteltiefe Erdwärmesonden koaxiale Rohre statt der üblichen Doppel-U Rohre verwendet (siehe Abb. 3.1.7.3), da sie mit einem Außenrohr aus Stahl dem Gebirgsdruck besser standhalten können und darüber hinaus einen geringeren Druckverlust des sie durchströmenden Fluides aufweisen [19]. Die Temperatur im Untergrund nimmt im Schnitt um ca. 3°C je 100 m Tiefenzunahme zu (geothermischer Gradient). Daher können in mittlerer Tiefe höhere Untergrundtemperaturen erschlossen werden als in oberflächennahen Anlagen. Dadurch verringern sich bei der Hochtemperaturwärmespeicherung zumindest im unteren Abschnitt der Erdwärmesonden der laterale Temperaturunterschied und damit auch Speicherverluste. Im oberen Abschnitt empfiehlt sich eine thermische Isolierung des Bohrlochs durch erweiterte Bohrlochradien und den Einsatz von wärmedämmenden Hinterfüllbaustoffen. Die thermische Isolierung reduziert nicht nur die Wärmeverluste und steigert damit die Systemeffizienz. Im gleichen Zuge verringert sich auch die thermische Beeinflussung der oberflächennahen Grundwasserleiter (siehe Abb. 3.1.7.4). Oberflächennahe Anlagen bieten meist nicht die Möglichkeit, das wasserwirtschaftlich relevante Grundwasser vor einer langfristigen thermischen Beeinflussung zu schützen, da sie oft vollständig in dem betreffenden Aquifer liegen. Somit müsste das gesamte Bohrloch isoliert werden, was jedoch zu einer deutlichen Verschlechterung der Entzugs-

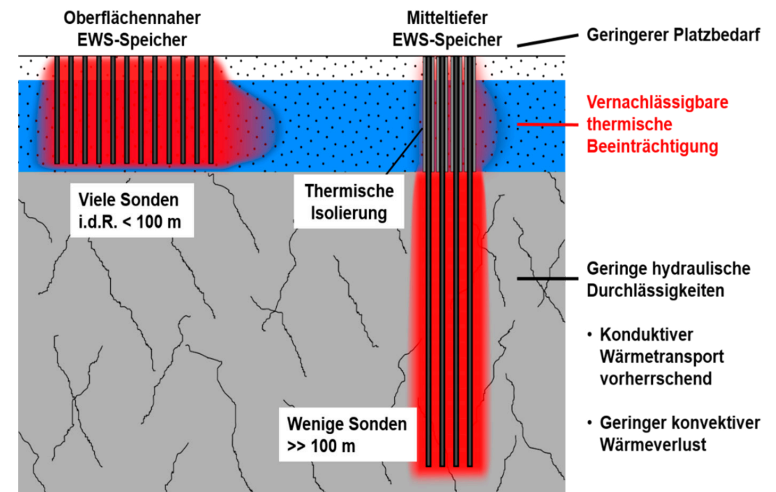


Abb. 3.1.7.4: Schematischer Vergleich des thermischen Einflusses auf Grundwasserleiter oberflächennaher und mitteltiefer Erdwärmesondenspeicher | Quelle: Welsch et al. 2015

leistung des Systems führen würde. Daher scheidet die Hochtemperaturspeicherung von Wärme in oberflächennahen Anlagen aus.

Durch die Hochtemperaturspeicherung von Wärme bei 70 – 100°C wird die Untergrundtemperatur im mitteltiefen geothermischen Speicher zusätzlich erhöht. Dies führt zu einer erhöhten spezifischen Entzugsleistung, die 100 W/m übersteigen kann. Darüber hinaus resultiert das Aufheizen des Untergrundes in höheren Sondaaustrittstemperaturen von 20 – 40, teilweise bis über 70°C während der Entzugsphase. Für Niedertemperaturheizsysteme verringern sich dadurch der von der Wärmepumpe zu leistende Temperaturhub und der damit verbundene Bedarf an elektrischer Energie. Unter Umständen ist sogar ein Heizbetrieb ohne Wärmepumpe möglich. Zum anderen erlauben die höheren Nutzttemperaturen den Einsatz von Wärmepumpen, welche das Temperaturniveau soweit anheben, dass auch konventionelle Heizsysteme mit Vorlauftemperaturen von über 55 °C betrieben werden können. Bei oberflächennahen Systemen ist der dafür erforderliche Temperaturhub für gewöhnlich zu groß. Während oberflächennahe Geothermie oft auf den Einsatz in Neubauten beschränkt ist, eröffnen sich somit neue Möglichkeiten für die Nutzung mitteltiefer geothermische Speicher in der energetischen Sanierung im Baubestand.

Die Effizienz sowie die Entzugsleistungen verschiedener Speicherauslegungen können mittels numerischer Simulation untersucht und verglichen werden [25], (Abb. 3.1.7.5). Unter Variation verschiedener Eingangsparameter wurden dort insgesamt 200 Ver-

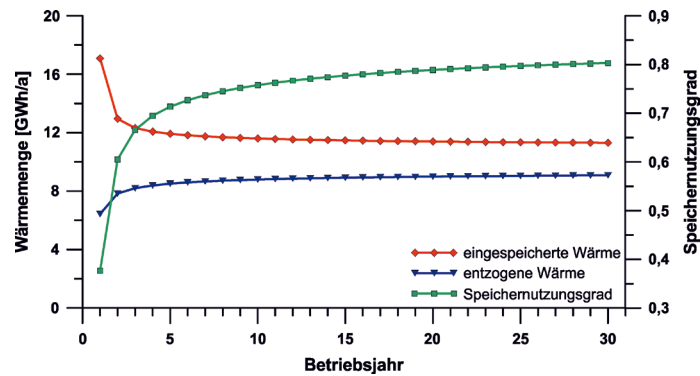


Abb. 3.1.7.5: Zeitliche Entwicklung eines exemplarischen Erdwärmespeichers (37 Sonden, Sondenlänge 500 m, Sondenabstand 5 m, Einspeisetemperatur 90°C) | Quelle: Welsch et al. 2015

gleichsmodelle unterschiedlicher Geometrie erstellt. Dabei wurden die Länge der Erdwärmesonden, der Abstand zwischen den Sonden, sowie die Anzahl der Sonden, die einen Speicher aufbauen, variiert. Durch ein stark vereinfachtes Betriebsszenario konnten halbjährliche Be- und Entladezyklen über eine Betriebsdauer von 30 Jahren simuliert werden. Ein halbjährlicher Wechsel der Sondenvorlauftemperaturen zwischen 90°C während der Speicherperiode und 30°C während der Entzugsperiode und ein konstanter Sondendurchfluss von 4 l/s pro Sonde wurden vorgegeben.

Während die in einem Betriebsjahr eingespeicherte Wärme mit zunehmender Betriebsdauer abnimmt, nehmen die entzogenen Wärmemengen zu. Dies führt in den ersten Betriebsjahren zu einem sehr starken Anstieg des Speichernutzungsgrades. Zwar geht dieser Anstieg sukzessive zurück, jedoch kann selbst noch im 30. Betriebsjahr ein leichter Anstieg beobachtet werden. Diese Effekte können auf eine allmähliche Erwärmung des Speichers zurückgeführt werden. Da ein Teil der zuvor eingespeicherten Wärme nicht wieder entzogen werden kann, heizt sich der Speicher mit zunehmender Betriebsdauer auf. Je wärmer der Speicher aber ist, desto weniger Wärme kann eingespeichert und desto mehr Wärme wieder entzogen werden. Das System wird also auch nach 30 Jahren Betrieb noch effizienter (siehe Abb. 3.1.7.5).

Während die eingespeicherten und entzogenen Wärmemengen einen annähernd linearen Anstieg mit zunehmender Sondenlänge zeigen, variiert die Speicherleistung, je nach Sondenabstand. Mit Verringerung des Sondenabstandes unter einen Schwellenwert zeigt sich eine Verringerung der eingespeicherten und wieder entzogenen Wärmemengen. Durch die Verringerung des Sondenabstandes verringert sich das Speichervolumen. Die Beladung des Speichers wird durch ein zu geringes Speichervolumen

begrenzt. Mit Vergrößerung des Sondenabstandes verringert sich die entzogene Wärmemenge ebenfalls ab einem bestimmten Wert. Je größer der Abstand, desto geringer ist die Interaktion der Sonden. Wärme, die durch eine Sonde gespeichert wurde, erreicht benachbarte Sonden immer weniger. Aus den beschriebenen Effekten ergibt sich unter den betrachteten Betriebskonfigurationen ein Maximum, sowohl beim Speichernutzungsgrad, als auch bei der spezifischen Entzugsleistung für einen optimalen Sondenabstand von ca. 5 m. Der Wert des optimalen Abstands ist abhängig von der Wärme- und Temperaturleitfähigkeit des Speichergesteins und von der Bohrbarkeit des Gebirges. Während der Speichernutzungsgrad mit der Sondenlänge sukzessive zunimmt, zeigt die spezifische Entzugsleistung ein Maximum bei einer Sondenlänge zwischen 300 m und 400 m, nimmt aber mit zunehmender Teufe nur leicht ab (siehe Abb. 3.1.7.6).

Der Speichernutzungsgrad steigt sowohl mit zunehmender Sondenlänge, als auch mit zunehmender Sondenanzahl an (siehe Abb. 3.1.7.7). Systeme mit identischer Gesamtsondenlänge zeigen einen deutlichen Anstieg des Speichernutzungsgrades, wenn diese Systeme aus mehr Sonden, dafür mit geringerer Tiefe bestehen. Je mehr Sonden ein System aufbauen, desto mehr Sonden können interagieren und desto vorteilhafter ist das Durchmesser-Höhe Verhältnis. Die Speicher haben also eine geringere Hüllfläche bezogen auf ihr Volumen. Mit zunehmender Sondenanzahl schwächt sich diese Effizienzsteigerung ab. Bereits Systeme aus nur 19 Sonden zeigen hohe Speichernutzungsgrade von über 70%.

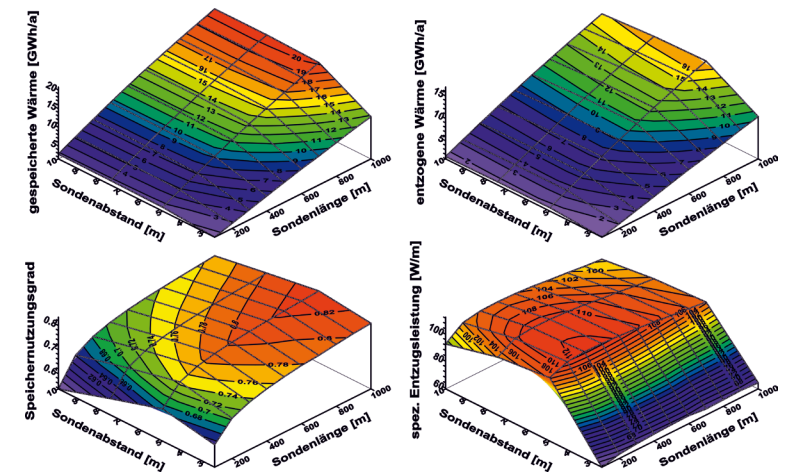


Abb. 3.1.7.6: Einfluss von Sondenlänge und Sondenabstand auf verschiedene Speicherleistungsindikatoren, dargestellt für einen exemplarischen Speicher aus 37 Erdwärmesonden im 30. Betriebsjahr | Quelle: Welsch et al. 2015

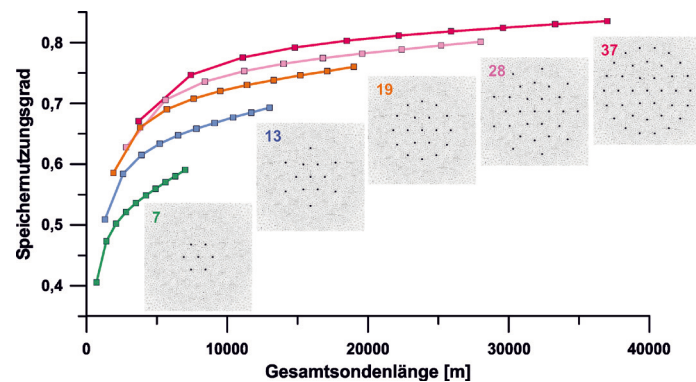


Abb. 3.1.7.7: Einfluss der Sondenanzahl auf den Speichernutzungsgrad, dargestellt für exemplarische Speicher mit einem Sondenabstand von 5 m im 30. Betriebsjahr | Quelle: Welsch et al. 2015

Tiefe Geothermie

In der tiefen Geothermie wird die geothermische Energie ausschließlich über Bohrungen, die meist deutlich tiefer als 1.000 m sind, erschlossen. Auch Tiefen von etwa 5.000 m sind dabei keine Ausnahme. Bei der hydrothermalen Geothermie werden tiefliegende Aquifere, die warmes (60 – 100°C) oder heißes (ab 100°C) Wasser führen, direkt genutzt: in Deutschland z. B. über Wärmetauscher zur Speisung von Nah- und Fernwärmenetzen, für landwirtschaftliche oder industrielle Zwecke oder zur Stromerzeugung. Die petrothermale Geothermie (Abb 3.1.7.2) nutzt überwiegend die in gering wasserdurchlässigen oder undurchlässigen Gesteinsschichten vorhandene Wärme. Dabei wird über Tage gering mineralisiertes Wasser ins heiße Gestein injiziert, in der Tiefe erhitzt und wieder an die Oberfläche geleitet [27]. In Deutschland ist das technisch nutzbare petrothermale Potenzial (2 EJ) um zwei Größenordnungen größer als das hydrothermale, wie der Bericht des Büros für Technikfolgenabschätzung des Bundestages und jüngere Arbeiten gezeigt haben [27].

Günstige Voraussetzungen für petrothermale Geothermie bieten kristalline Gesteine des Grundgebirges mit ausgeprägtem Kluftsystem. Um die Erdwärme nutzen zu können, ist ein offenes, gut verbundenes Kluftnetzwerk nötig, um hydraulische Verbindungen zu erhalten. Mit den naturgegebenen Voraussetzungen ist meist nur eine begrenzte Wasserzirkulation möglich. Wirtschaftlich erforderliche Durchflussmengen von mindestens 50 l/s können nur in speziellen Lokationen erreicht werden. Dafür sind zum Beispiel höherdurchlässige Störungszonen erforderlich. Hier besteht aber noch erheblicher Forschungsbedarf.

Deshalb konzentriert sich die Planung darauf, dass – ausgehend von einer ersten Bohrung – Wasser mit hohem Druck verpresst und das natürliche Kluftsystem geweitet wird und gegebenenfalls auch neue Klüfte (Risse) geschaffen werden. So wird die geogene Gebirgsdurchlässigkeit (Permeabilität) im Bereich einiger hundert Meter um die Bohrung herum erhöht. Dieser Vorgang wird als Stimulation oder bei internationalen Projekten auch als Enhanced Geothermal System (EGS) bezeichnet. Mit weiteren Bohrungen wird im Anschluss an diese Stimulationsarbeiten der verbesserte Reservoirbereich für SONDENSYSTEME erschlossen. Durch diesen unterirdischen Wärmeaustauscher zirkuliert Wasser, um die Wärme aufzunehmen.

Die EGS-Technologie wurde im französisch-deutschen Demonstrationsprojekt in Soultz-sous-Forêts im Elsass bereits erfolgreich demonstriert. Es konnte gezeigt werden, dass eine wirtschaftliche Nutzung dieser geothermischen Ressourcen im Tiefengestein möglich ist. Bei der Entwicklung dieser Technik lag der Fokus auf der Stromerzeugung. Kraft-Wärme-Kopplungen, die gleichzeitig Strom erzeugen und Wärme bereitstellen sind ebenfalls möglich. Die mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit angestrebten Quelltemperaturen im Untergrund liegen in Deutschland bei etwa 150 bis 220°C. Die weitaus größten Flächenanteile Deutschlands weisen kristallines Gebirge in der Tiefe auf, die mit aktuell zur Verfügung stehender Bohrtechnologie erschlossen werden könnten.

Bei der hydrothermalen Nutzung werden ebenfalls Systeme von mindestens zwei Bohrkonfigurationen gewählt. Meist wird eine dieser Bohrungen zur Förderung des tiefen Thermalwassers genutzt. Über Tage wird dem Wasser die Wärme entzogen und in einem Sekundärkreislauf genutzt. Das abgekühlte Wasser wird über eine andere Bohrung wieder in den Thermalaquifer eingeleitet oder verpresst.

Die Bohrungsendpunktabstände im Reservoir werden über numerische Modellierung anhand der hydraulischen Testdaten aus der Explorationsphase festgelegt. Hier gilt es eine zu kurze hydraulische Verbindung zwischen den Bohrungen und damit einhergehende Wärmeverluste (Kurzschluss) einerseits und einen zu hohen Druckwiderstand aufgrund zu großer Entfernung andererseits zu vermeiden. Einige hundert Meter bis zu einem Kilometer sind realistische Größen. Grundsätzlich ist eine Kombination von mehreren Förder- und Injektionsbohrungen zur Erhöhung der installierbaren Leistung möglich. Dies wurde in verschiedenen Projekten (insbesondere im süddeutschen Molassebecken im Großraum München) schon umgesetzt. Bestehende Anlagen können so auch entsprechend erweitert werden.

Entscheidend für die hydrothermale Nutzung ist, dass ein Thermalwasseraquifer, entsprechend hohe Fließraten (mindestens 30 l/s) mit den notwendigen Temperaturen liefern kann. Solche Schichten sind geologisch bedingt, vorzugsweise in den Kalken und Dolomiten der bayrischen und baden-württembergischen Vorlandmolasse (Süddeutsches Molassebecken, Vorlandsbecken der Alpen), im Norddeutschen Becken und im

Oberreingraben in sehr unterschiedlicher Ausprägung vorhanden. Der Stand der Exploration ist in den Regionen sehr unterschiedlich und nur bedingt vergleichbar. Während in München in dieser und der kommenden Dekade die Fernwärmeversorgung der Stadt fast vollständig aus Geothermie gespeist sein werden wird, müssen durch zielgerichtete Explorationsarbeiten in den anderen Regionen die geologischen und ingenieurtechnischen Parameter z. T. noch genauer räumlich bestimmt werden.

Die Thermalaquifere werden mit moderner Tiefbohrtechnik erschlossen. Damit können selbst im städtischen/siedlungsnahen Bereich von einem Bohrplatz aus mehrere abgelenkte Bohrungen abgeteuft werden. Die Förderung des Thermalwassers übernehmen Unterwassertauchmotorpumpen, die meist in einigen hundert Metern Tiefe im Bohrloch eingehängt werden. Die große Herausforderung: Anders als gängige Pumpen bei der Erdölförderung, müssen diese Pumpen hohe Temperaturen, große Schüttungsraten (mehr als 100 l/s), Ablagerungen, Dampfblasen (Kavitation) und chemische Reaktionen (Korrosion) aushalten. Dies hat in der Vergangenheit immer wieder zum vorzeitigen Ausfall der Pumpen geführt. Mittlerweile sind aber Pumpenlaufzeiten von mehreren Jahren möglich. Der Bau, die technische Ausgestaltung und der spätere Betrieb der Bohrungen unterliegen in Deutschland umfangreichen Vorschriften und Regelungen, die dem Schutz von Mensch und Umwelt dienen. Hervorzuheben sind hier das Bundesberggesetz und das jeweilige Landeswasserrecht. Sämtliche in den Untergrundeingreifende Tätigkeiten der Tiefengeothermie sind laut Bergrecht betriebsplanpflichtig. Dadurch muss schon in einem frühen Stadium, in dem Investoren und Planer meist noch nicht sehr viel über die konkreten Verhältnisse wissen, schon sehr dezidiert geplant werden. Der gesamte Ablauf wird von der Bergbehörde überprüft, überwacht und ggf. durch Anordnungen gesteuert. Im Jahr 2017 produzierten in Deutschland 24 tiefe geothermische Anlagen ca. 895 GWh Wärme für Nah- und Fernwärmesysteme, was einer CO₂-Einsparung von rund 200.000 t entspricht. Die installierte Leistung in 2018 beträgt knapp 315 MWth – aus inzwischen 36 geothermischen Anlagen. Bei der geothermischen Stromerzeugung haben sich aus ökonomischen Gründen wärmegeführte Kraftwerke durchgesetzt. 9 geothermische Kraftwerke im Süddeutschen Molassebecken und im Oberreingraben, mit einer installierten elektrischen Leistung von knapp 35 MWe, haben 2017 160 GWh Strom produziert [26].

Insgesamt hat sich die Leistung tiefengeothermischer Anlagen seit der Jahrtausendwende mehr als verzehnfacht, die jährliche Steigerung seit 2010 lag im Schnitt bei knapp 20% [26].

3.1.8 Wasserkraft

Reinhard Fritzer

Wasserkraft gehört zu den erneuerbaren Energien. Ihr Motor ist die Energie der Sonne. Durch die Wärmestrahlung der Sonne verdunstet ein Teil des auf der Erde vorkommenden Wassers, steigt in die Atmosphäre auf und wird dort vom Wind weitertransportiert. Je nach Temperatur in der jeweiligen Region wird das in der Luft gespeicherte Wasser dann wieder der Erde zurückgegeben – in Form von Regen, Hagel oder Schnee – und gelangt über Rinnsale, Bäche und Flüsse oder auch über die Versickerung in die Weltmeere.

Auf dem Weg über die Flüsse in die Weltmeere kann die Energie des Wassers genutzt werden, um elektrische Energie zu erzeugen.

Physikalische Grundlagen der Wasserkraft

Wasserkraftanlagen speichern oder stauen Wasser, um es anschließend über ein so genanntes Triebwassersystem zu Turbinen flussabwärts bzw. auf einem niedrigeren Niveau zu leiten. Die Turbinen wandeln die Potenzialenergie (Lageenergie) aus dem Stau-/Speicherbereich in kinetische Energie (Bewegungsenergie) um.

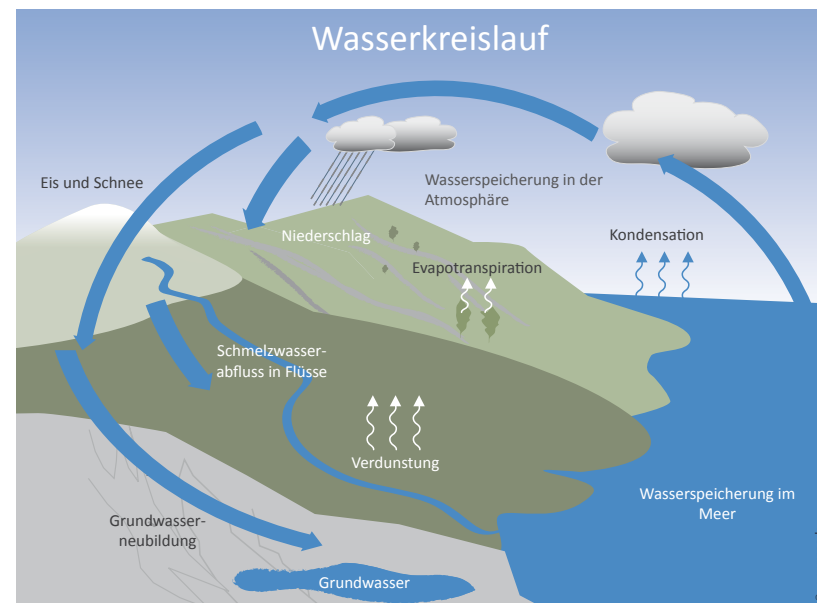


Abb. 3.1.8.1 Kreislauf des Wassers | Abb: RENAC

Die **potentielle Energie** ergibt sich physikalisch durch folgende Beziehung:

$$E = \rho \times g \times H \times V$$

mit:

E = Energie

ρ = Dichte des Wassers

g = Erdbeschleunigung

H = Fallhöhe (=Höhendifferenz)

V = gespeichertes Wasservolumen

Die **Leistung**, die durch eine Wasserkraftanlage bereitgestellt werden kann, ergibt sich physikalisch durch folgende Beziehung:

$$P = \rho \times g \times H \times Q \times \eta$$

mit:

P = Leistung

ρ = Dichte des Wassers

g = Erdbeschleunigung

H = Fallhöhe (=Höhendifferenz)

Q = Durchfluss

η = Wirkungsgrad der Gesamtanlage

Die gewonnene Energie kann direkt in Arbeit umgesetzt werden (z.B. Sägewerk, Mühle, Hammerwerk, o.ä.) oder es wird über einen gekoppelten Generator elektrische Energie erzeugt.

Der Wirkungsgrad der Gesamtanlage berücksichtigt die Verluste, die das Wasser z.B. durch Reibung, Wärme, etc. auf dem Weg von der Stauhaltung bis zur Turbine verliert. Weiterhin sind dabei auch Energieverluste berücksichtigt, die von Maschinen wie z.B. Turbine, Generator, Transformator oder bei der Übertragung des Stromes entstehen.

Ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von Wasserkraftanlagen bewegt sich zwischen 65% und 90%, abhängig vom Alter und auch Typ der jeweiligen Anlage. Bei neuen oder modernisierten Anlagen kann ein Gesamtwirkungsgrad von 85 – 90% erzielt werden.

Typen von Wasserkraftanlagen

Hinsichtlich Nutzung des Wassers mit/ohne Zwischenspeicherung unterscheidet man zwischen Laufwasserkraftwerk und Speicherkraftwerk. Laufwasserkraftwerke nutzen die Energie des Zuflusses direkt, ohne Zwischenspeicherung. Speicherkraftwerke sammeln das zufließende Wasser vor der Weiterleitung zu den Turbinen z.B. in einem Stausee. Je nach Größe des Speichers und Kapazität der Kraftwerksanlage unterscheidet man zwischen verschiedenen Speichertypen: Tagesspeicher, Wochenspeicher, Saison- oder Jahresspeicher. Vom Kraftwerkstyp her unterscheidet man zwischen Flusskraftwerk und Ausleitungskraftwerk. Flusskraftwerke und Ausleitungskraftwerke sind je nach Wasserzufluss und Möglichkeit der Zwischenspeicherung je nach Betriebsweise als

Laufwasserkraftwerke oder als Speicherkraftwerke nutzbar. Flusskraftwerke nutzen die Kraft des Fließgewässers. Bei einem Ausleitungskraftwerk wird einem Fließgewässer Wasser entnommen und über ein vom Fließgewässer getrenntes Triebwassersystem zum Krafthaus geleitet. Nach der Nutzung der Wasserenergie in den Turbinen wird das Wasser dem Fluss wieder zurückgegeben. Je nach Konzept des jeweiligen Kraftwerkes können zusätzlich über ein Beileitungssystem auch Wassermengen von anderen Fließgewässern entnommen werden.

Eine typische Anwendung von Ausleitungskraftwerken sind Kraftwerke an Flüssen, die Flussschleifen oder andere Fließabschnitte abschneiden. Je nach Konzept der Stauanlage und des Triebwassersystems ist es bei diesen Kraftwerkstypen auch möglich, Wasser zwischen zu speichern (z.B. im Stauraum oder in einem Speicherstollen).

Wasserkraftwerke werden weiterhin je nach der verfügbaren Fallhöhe unterteilt in: Niederdruckkraftwerke (Fallhöhe bis ca. 25 m), Mitteldruckkraftwerke (Fallhöhe ca. 25 m bis ca. 250 m) und Hochdruckkraftwerke (Fallhöhe > 250 m). Wasserkraftwerke verbinden häufig mehrere Funktionen. Neben der Energieproduktion als Hauptnutzen können sie z.B. zum Hochwasserschutz, zur Trinkwasserversorgung, zur Bewässerung oder für touristische und Freizeit Zwecke genutzt werden. In Verbindung mit Stauhaltungen für Wasserkraftwerke werden vielfach auch Wasserverkehrswege errichtet und betrieben.

An größeren Flüssen findet man heutzutage mehrere hintereinanderliegende Kraftwerke, die als Kraftwerkskaskade bezeichnet werden. Der Betrieb der einzelnen Kraftwerke ist



Abb. 3.1.8.2 Wasserkraftwerk | Quelle: Fotolia

dabei aufeinander abzustimmen, da jedes Kraftwerk die gleichen Wassermengen nutzt, sie jedoch zeitversetzt hintereinander abarbeitet.

Sonderformen von Wasserkraftanlagen

Pumpspeicherwerke und Pumpspeicherkraftwerke sind Sonderformen von Wasserkraftwerken. Sie sind ein wesentlicher Beitrag für die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind und Solar, weil sie Energie-Zwischenspeichern und das Netz stabilisieren. Weitere Formen von Wasserkraftwerken werden insbesondere im Küstenbereich oder auf offener See eingesetzt (wie Gezeitenkraftwerke und Wellenkraftwerke), wobei hier die kinetische Energie der Meeresströmungen bzw. der Wellen genutzt wird.

Anlagenkomponenten von Wasserkraftwerken

Grundsätzlich bestehen Wasserkraftanlagen aus der Speicheranlage bzw. der Stauhaltung (mit Sperren- oder Dammbauwerk, Wasserfassung, Einlaufbauwerk mit Rechen samt mechanischer Reinigung, einem Entsanderbauwerk und Verschlussorganen vor der Übergabe in den Triebwasserweg bzw. zu den Turbinen), dem oberwasserseitigen Triebwasserweg (Stollen, Kanal, Rohrleitung), dem Krafthaus mit der elektromaschinellen und elektrotechnischen Ausrüstung (Turbinen, Generatoren, Transformatoren, Leittechnik), sowie weiteren Hilfs- und Nebenanlagen sowie dem unterwasserseitigen Triebwasserweg (inkl. ggf. Schwallausgleichsbecken) mit dem Auslaufbauwerk zur Rückleitung des Triebwassers in das Fließgewässer. Das Krafthaus kann oberirdisch oder unterirdisch als Kaverne konzipiert werden. Weiterhin gehört zu jedem Wasserkraftwerk, das an das Stromnetz angeschlossen ist, eine Umspannstation und die Netzanbindung über Erdkabel oder Freileitung. Im Laufe der Zeit haben sich unterschiedlichste Turbinentypen und Turbinen-Generatoren-Konstellationen entwickelt, die sich je nach Erfordernis an das jeweilige Kraftwerk und an die örtlichen Gegebenheiten unterscheiden. In Tab. 3.1.8.1 sind die gängigsten Turbinentypen aufgeführt.

| Turbinen-Typ | Einsatz bei WKW | Durchfluss |
|----------------------|-----------------------|----------------------|
| Kaplan - Turbine | Niederdruck | Hohe Durchflüsse |
| Francis – Turbine* | Mitteldruck/Hochdruck | Mittlere Durchflüsse |
| Pelton - Turbine | Hochdruck | Geringe Durchflüsse |
| Wasserkraft-Schnecke | Niederdruck | Geringe Durchflüsse |

Tabelle 3.1.8.1: Turbinenarten oder auch als Pumpe im reversiblen Betrieb in Pumpspeicherwerken als Pumpturbine einsetzbar

Einsatz von Wasserkraftanlagen

Je nach saisonaler bzw. grundsätzlicher Verfügbarkeit von Wasser im Staubereich und vorhandenem Höhenunterschied sind Wasserkraftwerke für kontinuierliche, regelmäßige oder kurzzeitige Produktion von Strom einsetzbar. Des Weiteren können Wasserkraftwerke Systemdienstleistungen anbieten, wie z.B. Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Regellast bzw. Netzregulierung/Netzstabilisierung und den Wiederaufbau des Stromnetzes bei einem kompletten Zusammenbruch des Stromnetzes (Schwarzstart, Inselbetrieb).

Laufwasserkraftwerke werden hauptsächlich für die Bereitstellung von Grund- und Mittellast genutzt. Speicher- bzw. Pumpspeicher(kraft-)werke verfügen über die Möglichkeit, in kurzer Zeit entweder Strom zu produzieren oder zu verbrauchen (gilt für Pumpspeicherkraftwerke) und werden deshalb bei kurzfristigem Bedarf eingesetzt. Pumpspeicher(kraft-)werke haben zudem den großen Vorteil, dass sie auch Strom speichern können. Deshalb werden diese Anlagen insbesondere für Systemdienstleistungen (z.B. positive als auch negative Netzregulierung) sowie für die Bereitstellung von Schwarzstartkapazitäten eingesetzt.

Die Rolle der Wasserkraft

Die Wasserkraft ist heute weltweit die am weitesten verbreitete erneuerbare Energiequelle zur Stromerzeugung. Ende 2016 betrug der Anteil der Wasserkraft rund 4.100 TWh [35], was einem Anteil von ca. 17% der weltweiten Stromerzeugung ausmacht. Der Großteil der weltweiten Leistung von Wasserkraftwerken ist in den Ländern China, Brasilien, USA, Kanada, Russland, Indien und Norwegen installiert. Dies entspricht einem Anteil von ca. 63%. Den größten Zuwachs von installierter Leistung gab es in den letzten Jahren in den Ländern China, Brasilien, Türkei, Indien, Vietnam und Malaysia [34].

Entwicklungspotentiale weltweit

In der weltweiten Stromversorgung wird Wasserkraft auch zukünftig eine wichtige Rolle spielen. In vielen Ländern der Erde bestehen noch signifikante Potenziale zum Ausbau von Kraftwerkskapazitäten. Die jährliche Wachstumsrate für Wasserkraft hat zwischen 2004 und 2014 durchschnittlich 3,3% betragen. Entsprechend ist auch künftig mit einer Fortsetzung des Aufwärtstrends bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft zu rechnen. Laut Prognosen und Szenarien zu den weltweiten Perspektiven verschiedener Energieinstitute steigt die globale Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraft bis 2040 um ein bis zwei Drittel im Vergleich zum derzeitigen Stand [36].

Die Bedeutung der Wasserkraft in Deutschland

Deutschland verfügt über ca. 7.400 Wasserkraftanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rund 4 GW (11,2 GW inkl. Pumpspeicherung) und einer Gesamtproduktion

von ca. 17 TWh (21,5 TWh inkl. Pumpspeicherung, hier nur aus natürlichem Zufluss), wobei davon ca. 80% in Baden-Württemberg (20%) und in Bayern (60%) vorkommen. Der Anteil der Wasserkraft in Deutschland beträgt damit ca. 3,2% der Bruttostromerzeugung [31]. Die Stromproduktion aus Wasserkraft kann bei entsprechenden Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2030 auf ca. 30 TWh (inkl. Pumpspeicherung) gesteigert werden. Dabei entfallen je ein Drittel auf Modernisierungsmaßnahmen, Reaktivierung von Anlagen und den Neubau. So gibt es aufgrund des hohen Anlagenalters von bis zu hundert Jahren ein großes Modernisierungspotenzial. Eine modernisierte Anlage kann ggf. bis zu einem Drittel mehr an Leistung erbringen, sofern dies mittels einer Neukonzessionierung auch genehmigt wird (z.B. durch Erhöhung der Ausbauwassermenge) [31].

3.1.9 Hybridsysteme

3.1.9.1 Definitionen und Charakteristiken

Andreas Wiese, Paul Freunsch

Als Hybridkraftwerke bezeichnet man Energiewandlungssysteme zur Bereitstellung elektrischer Energie, welche eine oder mehrere Energiequellen nutzen und die Energiewandlung und/oder Energiespeicherung auf einer oder mehreren unterschiedlichen Techniken basiert. Sie sind zu einem integrierten Gesamtsystem zusammengefasst und werden an einem Standort gemeinsam betrieben. Es sind entweder mindestens zwei Energiequellen beteiligt oder mindestens zwei verschiedene Energiewandlungs- oder Energiespeichertechnologien. Gemäß dieser Definition zählen auch Kombinationen von einer Stromerzeugungstechnologie zur Nutzung einer Energieressource mit einer Speichertechnologie an einem Standort zu Hybridkraftwerken. Im Regelfall wird der Betrieb solcher Anlagen durch einen integrierten Steuerungsmechanismus sichergestellt. Bei Hybridsystemen ist zumeist die Nutzung erneuerbarer Energien beteiligt und sehr oft handelt es sich um kleinere, dezentrale Hybridanlagen zur Versorgung einzelner Verbraucher oder kleinerer Netze in entlegenen Regionen.

Bedeutung für erneuerbare Energien

Bei konventionellen Kraftwerken sind fossile Energieträger die speicherbare Energie, mit der elektrische Energie quasi jederzeit bedarfsgerecht zur Verfügung gestellt werden kann. Elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern ist im Regelfall – zumindest wenn wir von der direkten Nutzung der Ressourcen Wind und Sonne sprechen – nicht immer verfügbar. Daher kann ein Kraftwerk, welches Wind und/oder Solarstrahlung nutzt, alleine nicht zur vollständigen zeitgerechten Bedarfsdeckung dienen und muss mit ande-

ren Technologien kombiniert werden: entweder mit konventionellen Kraftwerken oder mit Speichertechnologien. Eine Kombination mit anderen erneuerbaren Energien kann den Bedarf an Speicher bzw. konventioneller Kraftwerkstechnologie weiter verringern.

Vorteile und Herausforderungen von Hybridkraftwerken

a) Bedarfsgerechte Stromerzeugung:

Durch Hybridisierung ergibt sich die Möglichkeit, die Stromerzeugung direkt am Kraftwerksstandort an den zeitlichen Verlauf des Strombedarfs anzupassen. Damit sind Hybridkraftwerke bei entsprechender Auslegung nicht notwendigerweise auf ein größeres Netz und die Verbundstromerzeugung mit anderen Kraftwerken angewiesen.

b) Erreichung beliebiger Anteile erneuerbarer Energien an der Bedarfsdeckung:

Durch die Kombination von Solar- oder Windkraftwerken mit Speichertechnologien können Hybridkraftwerke erreichen, dass beliebige Anteile des Strombedarfes, bis hin zur kompletten Versorgung, durch eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an einem Standort gedeckt werden können.

c) Gemeinsame Nutzung der Infrastruktur:

Wenn Stromerzeugung durch verschiedene Technologien an einem Ort zusammengeführt wird, kann oft die dafür notwendige Infrastruktur gemeinsam genutzt werden. Dies führt zu Kosteneinsparungen und geringerer Flächennutzung.

Einen besonderen Fall stellt die Kombination der Nutzung verschiedener erneuerbarer Energiequellen an einem Standort dar. So kann sich ein zusätzlicher Vorteil bieten: An bestimmten Standorten sind z.B. Windenergie und solare Strahlung zeitlich komplementär verfügbar (z.B. starke Winde im Winter, hohe Sonneneinstrahlung im Sommer). Dadurch ergibt sich entweder zumindest eine gleichmäßigere, verlässlichere Stromerzeugung oder idealerweise sogar eine bessere Anpassung der kombinierten Wind- und Solarstromerzeugung an die Bedarfskurve. Damit kann sich entweder der Bedarf an Speicherkapazität verringern oder die Menge an Reststrom sinken, die z.B. durch einen Dieselgenerator bereitgestellt werden muss.

Bei Planung, Implementierung und Betrieb von Hybridkraftwerken sind einige Herausforderungen besonders zu beachten:

Individuelle Anpassung notwendig:

Es gibt keine allgemein anwendbare Lösung für den Einsatz von Hybridkraftwerken. Die genaue Ausgestaltung der Kraftwerke muss immer nach den Gegebenheiten vor Ort geplant und ausgelegt werden.

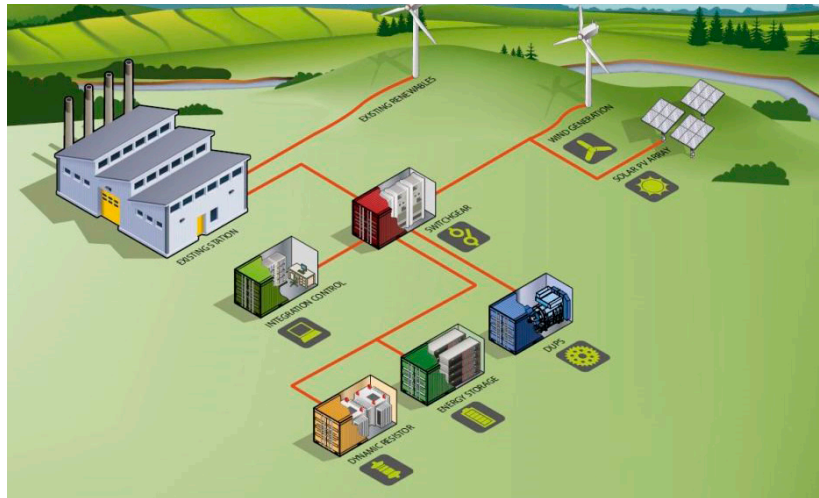


Abb. 3.1.9.1.1 Dezentrales Wind oder Solarstrom Hybridssystem | Quelle: Hydro Tasmania

Erhöhte Komplexität:

Durch die Kombination verschiedener Erzeugungsarten entsteht eine höhere Komplexität – hinsichtlich Auslegung, Bau und Betrieb solcher Anlagen. Aus diesem Grund ist u.a. der Aufwand für Schulungen zur Betriebsführung solcher Anlagen größer (siehe Kapitel Aspekte der Auslegung von Hybridssystemen).

Zusammenarbeit notwendig:

Um Hybridkraftwerke erfolgreich zu implementieren und zu betreiben, müssen Fachleute und Firmen aus verschiedenen Sparten der Kraftwerks- bzw. Speichertechnologien interdisziplinär zusammenarbeiten.

Typische Beispiele für Hybridssysteme

Dezentrale Wind und/oder Solarstrom Hybridssysteme

Hier werden verschiedene erneuerbare Energietechnologien mit Speichertechnologien und/oder Dieselkraftwerken kombiniert (s. Abb. 3.1.9.1.1). Dabei können im einfachsten Fall lediglich eine PV-Anlage mit einer Batterie oder eine PV-Anlage mit einem Dieselaggregat gekoppelt sein. Grundsätzlich sind auch andere Formen der Nutzung erneuerbarer Energien bei solchen dezentralen Systemen möglich, z.B. Kleinwasserkraft oder Biomasse. Der größte Teil der heute in Planung befindlichen Anwendungen umfasst die Solar- und/oder Windstromnutzung. Solche Hybridssysteme liefern meist Leistungen im Bereich von einigen hundert Kilowatt bis zu einigen Megawatt. Die Wahl der

erneuerbaren Stromerzeugungstechnologie hängt wesentlich davon ab, welche erneuerbare Energieressource am Standort zu den günstigsten Kosten genutzt werden kann und welche Vorschriften und Auflagen dort einzuhalten sind.

Solarthermische Stromerzeugung mit thermischem Speicher

Kraftwerke zur solarthermischen Stromerzeugung werden mit thermischen Speichern kombiniert, um nicht nur bei Sonnenschein, sondern auch in der Nacht Strom erzeugen zu können. Diese Hybridsysteme bestehen aus einem Solarfeld mit Parabolrinnen oder einem Turm, einer Dampfturbine und einem Flüssigsalzspeicher. Sie liegen meist in der Größenordnung von 50 MW oder größer (s. Kap. 3.1.2 Solarthermische Stromerzeugung).

Kombination solarthermischer Stromerzeugung mit Photovoltaik

Dies ist ebenfalls eine Hybridanwendung für Kraftwerke im Nennleistungsbereich 100 MW oder mehr, die in ein größeres Netz einspeisen. Hier zielt die Hybridisierung zum einen auf die Nutzung gleicher Infrastruktur am Standort, zum anderen zählen hier Kostenoptimierungsaspekte in Verbindung mit hohen Solarstromanteilen an einem Standort. Denn durch die direkte Verstromung von PV-Strom tagsüber und die Nutzung des CSP-Stromes mittels thermischer Speicher in den Abend- und Nachtstunden, wird erwartet, dass sich insgesamt eine kostengünstigere Stromerzeugung bereitstellen lässt als nur durch PV oder nur durch CSP. Diese Kombination ist aktuell noch an wenigen Standorten in der Planung oder Implementierung, da sie vor allem durch die massiven Kostenreduktion der Photovoltaik eine interessante Option geworden ist. Die größte Anlage dieser Art wird derzeit in Midelt in Marokko geplant und gebaut.

Kombination solarthermischer Energiegewinnung mit Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD)

Bei dieser Hybridisierung von GuD-Kraftwerken wird ein Teil der für den Antrieb der Turbine benötigten Energie von einem Solarthermischen Kollektorfeld bereitgestellt. International ist die Technologie als ISCCS (Integrated Solar Combined Cycle System) bekannt. Hierdurch kann bis zu etwa 20% Gas eingespart werden. Ein höherer Anteil an erneuerbarer Energie ist möglich, wenn ein solarthermischer Energiespeicher eingesetzt wird. Um eine solche Hybridisierung umzusetzen, werden eine große Freifläche neben einem GuD-Kraftwerk, eine hohe Direktstrahlung und geeignete Topographie benötigt. Wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, ist die Technologie aufgrund der gemeinsamen Nutzung der Infrastruktur und der erhöhten Unabhängigkeit von Rohstoffpreisen attraktiv. Bisher existieren solche Kraftwerke hauptsächlich in Nordafrika, im Mittleren Osten und in den USA.

3.1.9.2 Aspekte der Auslegung von Hybridsystemen

Francois Botreau, Alex Loosen

Hier werden die im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Hybridsysteme als Kombinationen aus Erzeugungs- und/oder Speichertechnologien betrachtet, die die Stärken der jeweiligen Komponenten/Technologien nutzen, um eine stabile Versorgung/Produktion für eine spezifische Last aufrechtzuerhalten. Angesichts des raschen Rückgangs der Kosten für erneuerbare Energien und der damit verbundenen Herausforderungen, ergeben sich für die Stromversorgung weltweit weitere Anwendungen für Hybridlösungen. Hybridsysteme sind technisch komplex, da sie Stromerzeugungskomponenten aus verschiedenen technologischen Bereichen kombinieren, zum Beispiel thermische Systeme, Photovoltaik (PV) und Windkraft sowie Batterie-Energiespeichersysteme.

Die Entwicklung von Anlagen für erneuerbare Energien und Speichersystemen verläuft rasant. Eine ständige Weiterentwicklung der Anlagen und spezifische Kosten sind zu berücksichtigen, wenn die Konstruktion und Auslegung effizienter, zuverlässiger und ökonomisch tragfähiger Hybridsysteme optimiert werden sollen, um Energiegestehungskosten auf niedrigem Niveau zu ermöglichen. Die Installationen von Hybridsystem-Projekten haben bei Finanzierungsinstituten und einzelnen Netzbetreibern in entlegenen Gebieten stark zugenommen. Hintergrund: Konventionelle Anlagen sind durch hohe Stromkosten, aufgrund hoher Kosten für fossile Brennstoffe und hoher Betriebskosten, gekennzeichnet.

Traditionell überwiegen große, zentralisierte Erzeugungseinheiten auf Basis fossiler Energien. Kleinere, bisweilen hybridisierte, dezentralisierte Lösungen füllen die Lücken für entlegene Gebiete, wo die Versorgung aus einer zentralisierten Erzeugung aus wirtschaftlicher Sicht nicht machbar ist, weil sie kostspielige Netzerweiterungen erfordern würde.

Diese Trennung zwischen zentralisierter Erzeugung und dezentralisierten Hybridlösungen, wird künftig weniger ausgeprägt sein: Wenn intelligente Netzlösungen und intermittierende erneuerbare Quellen im großen Maßstab eingeführt werden, wird dies eine verstärkte Nachfrage nach Hybridlösungen und intelligenten Steuerungssystemen nach sich ziehen.

Stromerzeugungssysteme in Hybridsystemen

PV-Anlagen wandeln Sonnenenergie (d.h. Photonen) direkt in elektrischen Strom um. Die Energieerzeugung hängt direkt von der Sonneneinstrahlung ab und folgt einem Tagesrhythmus, d.h. die Erzeugung hängt von äußeren Einflüssen ab.

Windenergie – Windenergieanlagen (WEA) nutzen einen aerodynamischen Effekt, um Energie aus sich bewegender Luft zu gewinnen und diese in eine mechanische Form zu

konvertieren und schließlich mit Hilfe eines Generators in elektrische Energie umzuwandeln. Die Energieerzeugung ist kurzfristig stärker intermittierend und nur unter Berücksichtigung der lokalen Wetterverhältnisse kurzfristig vorherzusagen und kann deutliche saisonale Schwankungen aufweisen.

Verbrennungskraftmaschinen – Verbrennungskraftmaschinen verbrennen einen Brennstoff und wandeln die freigesetzte thermische Energie in mechanische Energie, und mithilfe eines Generators schließlich in elektrische Energie um. Brennstoffquellen können fossil z.B. Diesel, HFO (Schweröl), Erdgas oder Biokraftstoffe z.B. Bioethanol oder Bio-Diesel sein. Die Erzeugung ist stabil und planbar, wenn die Brennstoffzufuhr gesichert ist.

Energiespeichersysteme

Energiespeichersysteme in Hybridsystemen können mehrere Funktionen erfüllen, wie z.B. die Regulierung der Stromqualität (Frequenz/Spannung/Blindleistung), die Kompensierung der Unbeständigkeit von erneuerbaren Energiequellen, um einen höheren Anteil an erneuerbaren Energien zu ermöglichen und die Lastschaltung, um erneuerbare Energiequellen und Lastanforderung besser aufeinander abzustimmen.

Unterschiedliche Arten von Energiespeicher-Technologien sind im Kapitel „Speicherung“ beschrieben und für verschiedene Anwendungen geeignet, beispielsweise Batterien, Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher, Superkondensatoren, wasserstoffbasierte Lösungen und Schwungräder. Batterien werden in Hybridsystemen am häufigsten zur Spei-

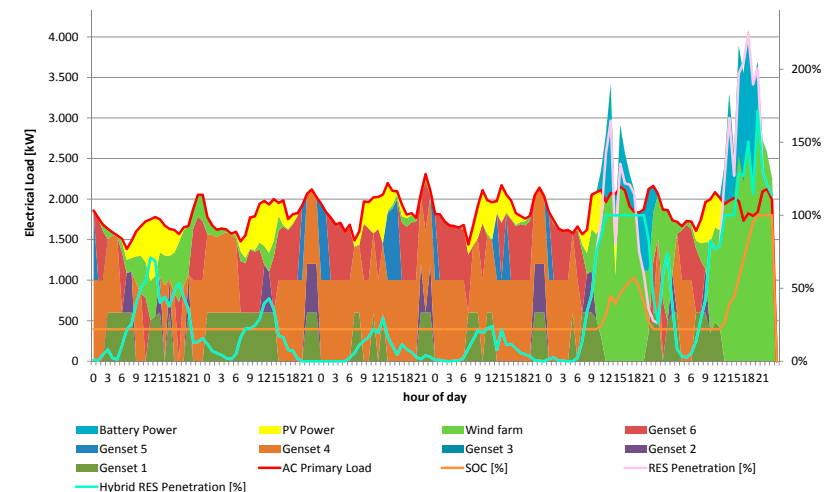


Abb. 3.1.9.2.1: Beispiel für stündliche Simulationsergebnisse eines Hybridsystems aus Windkraftanlagen, PV, Batterien und Dieselaggregaten | Quelle: Lahmeyer

cherung eingesetzt. Die Speicherkosten in Hybridsystemen hängen von der Systemkonstruktion ab und können einen wesentlichen Anteil der Gesamtprojektkosten ausmachen. Das Potenzial für die Reduzierung der Speicherkosten ist beträchtlich und soll bis 2030 auf über 50% ansteigen.

Hybridsysteme werden speziell für jede Anwendung konstruiert und so ausgelegt, dass die Versorgung so stabil wie möglich gehalten werden kann. Versorgungsstabilität wird durch Erzeugungskontrolle sowie Spannungs- und Frequenzsteuerung erreicht. Im Hinblick auf das Thema Erzeugung sollte die erneuerbare Quelle (d.h. Wind oder Solar) im Detail unter den konkreten Standortbedingungen untersucht werden. Zudem sollte die Versorgung mit den benötigten fossilen Brennstoffen oder dem Biobrennstoff zuverlässig gewährleistet sein. Damit die Betriebsfähigkeit gewährleistet ist, sind zwei Dinge erforderlich: Die erzeugte Wirkleistung muss zu jedem Zeitpunkt der benötigten Wirkleistung entsprechen, um die Frequenz zu steuern. Die Blindleistung muss im Gleichgewicht gehalten werden, um die Spannung aufrechtzuerhalten. Für Systeme mit schwankender Erzeugung (d.h. aus erneuerbaren Quellen) muss die Betriebsreserve (z.B. rotierende Reserve, Energiespeichersystem usw.) so konfiguriert und ausgelegt werden, dass die zu erwartenden Fluktuationen innerhalb der begrenzten Zeit zu bewältigen sind. Aufgrund der Unbeständigkeit und Volatilität erneuerbarer Energiequellen, müssen Fragen zu Netzstabilität, Reglerentwurf und Betriebsgrenzen hochauflösend betrachtet, sorgfältig analysiert und entsprechend berücksichtigt werden.

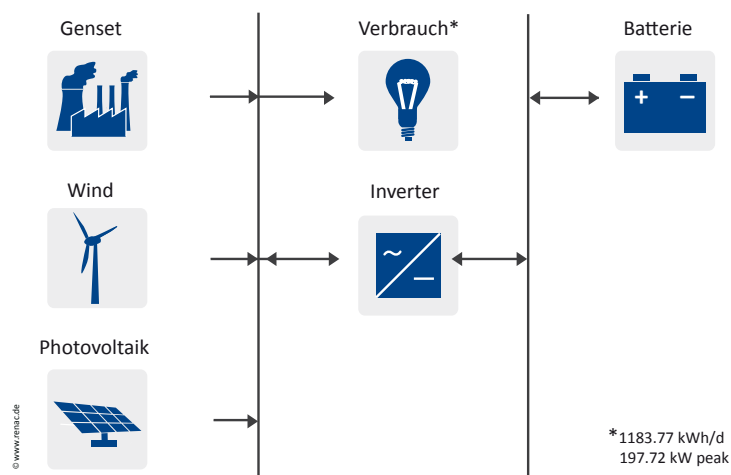


Abb. 3.1.9.2.2: Beispiel für die schematische Modellierung von Hybridsystem | Quelle: Homer Energy | Abb.: RENAC

Eine entscheidende Herausforderung besteht darin, den Strombedarf, der vom Hybridsystem gedeckt werden muss, richtig einzuschätzen. Stündliche Lastprofile und saisonale Schwankungen sind enorm wichtig für die Auswahl optimal geeigneter Technologien innerhalb des Hybridsystems. Das Lastprofil wird von Projekt zu Projekt ausgewertet und die Methodik an die vorgesehene Anwendung angepasst (z.B. Hybridisierung von vorhandenen Diesel-Generatoren, Elektrifizierung von nicht elektrifizierten Bereichen in ländlichen Gebieten usw.). Die Identifizierung von Möglichkeiten für eine zeitliche Lastverschiebung und eine Laststeuerung (Demand-Side-Management) sollte integriert werden, wann immer dies möglich ist.

Um eine angemessene Langlebigkeit von Hybridsystemen zu sichern, sind solide Annahmen in Bezug auf den Anstieg des Strombedarfs zu berücksichtigen und ein modularer Aufbau vorzusehen, um zukünftige Aufrüstungen zu ermöglichen. Aufgrund der Komplexität von Hybridsystemen sind zuverlässige Modellierungswerkzeuge notwendig, um die Produktion durch die verschiedenen Quellen zur Energieerzeugung zu simulieren und den notwendigen Strombedarf stundenweise über das Jahr decken zu können.

Die Schulung von lokalem O&M-Personal (Betrieb und Wartung) ist für dezentralisierte und Hybridsysteme wichtig, da hier mehrere Technologien involviert sind. Dies ist ein Schlüssel zur Sicherung der Langlebigkeit des jeweiligen Projektes. Für Elektrifizierungsprojekte im ländlichen Raum gilt es zudem als vorteilhaft, wenn die Gemeinden eine geeignete Struktur für die Bezahlung ihres Stroms etablieren. Die Bezahlung gibt den Nutzern das Gefühl, dass sie für das System verantwortlich sind, und es wird mehr Energie in die Beteiligung der Gemeinden und die Betriebsfähigkeit des Systems investiert.

Historisch gesehen boten sich Hybridlösungen in erster Linie für Inseln und abgelegene Dörfer an, die nicht ohne Weiteres von zentralisierten Stromerzeugungslösungen profitieren können. Dieser Nischenmarkt wird auch weiterhin bestehen; jedoch werden hybride Technologielösungen allmählich auch in größeren Netzen Einzug halten, wenn die Erzeugung von erneuerbarer Energie billiger und zunehmend flächendeckend wird.

In letzter Zeit finden sich Hybridanwendungen in Industrieländern mit robusten Stromnetzen auch vermehrt im Rahmen von Home-Lösungen. Dies ist auf den rasanten Rückgang der Kosten für erneuerbare- und Hybridsysteme und ein höheres Maß an Zuverlässigkeit in diesen Systemen zurückzuführen. Forschung und Entwicklung umfassen Bereiche wie die Nutzung von Autobatterien, Home-Lösungen zur Wasserstoffspeicherung, kleine PV- und Windkraftanlagen (alles auf Wohnungsebene) und die Entwicklung von intelligenten Netzwerken.

3.1.10 Kraft-Wärme-Kopplung

Arno Stomberg

Bei Stromerzeugung mit Verbrennungsprozessen fällt Wärme auf unterschiedlichem Temperaturniveau an. Die gleichzeitige Nutzung dieser Wärme ist das grundlegende Kennzeichen jeder Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK). Die KWK gilt als wichtiger, für viele als der wichtigste Pfeiler des Energiekonzeptes der Bundesregierung. Denn mit Hilfe der KWK kann durch Verwendung von sowohl fossilen als auch regenerativen Brennstoffen höchste Effizienz erzielt werden. Der KWK-Anteil der Nettostromerzeugung lag 2016 in Deutschland bei rund 19%. [37] Mit der Neuauflage des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) zum 01.01.2016 wurde das relative Ziel mit Bezug auf die Nettostromerzeugung (25% KWK-Anteil bis 2020) durch ein absolutes Mengenziel ersetzt. Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen soll auf 110 TWh bis 2020 sowie auf 120 TWh bis 2050 erhöht werden. [38].

Was zeichnet eine KWK-Anlage aus?

Die KWK-Anlage gibt es nicht. Die in diesem Zusammenhang oft gemeinte Gasmotorenanlage mit Wärmenutzung, wie z. B. in einer Biogasanlage zur Verwendung von Biogas, ist nur eine Art von mehreren KWK-Anlagen.

KWK-Anlagen können grob nach vier Kriterien gruppiert werden:

1. Eingesetzter Energieträger
 - Festbrennstoff (Kohle, Holz, etc.)
 - Flüssiger Brennstoff (Pflanzenöl, etc.)
 - Gasförmiger Brennstoff (Biogas, Erdgas, Wasserstoff, etc.)
2. Feuerungssystem
 - Vergaser für Festbrennstoffe
 - Öfen für Festbrennstoffe
 - Gasturbinen für gasförmige Brennstoffe
 - Motoren für flüssige und gasförmige Brennstoffe
3. Nutzwärmeerzeugung
 - Dampfkessel
 - Thermoölkessel
 - Warmwassersysteme

4. Stromerzeugung

- Dampfturbinengeneratoren
- Generatoren an Gasturbinen und Motoren

Es können alle Kombinationen aus den vier Kriteriengruppen zu einer KWK-Anlage zusammengestellt werden. Diese sind in allen Leistungsbereichen ab 1 kW elektrisch projektierbar und lassen sich somit gut in eine dezentrale Versorgungsstruktur einbinden.

Welche Vorteile haben KWK Anlagen?

Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Nutzwärme ergeben sich sehr hohe Nutzungsgrade bis mehr als 90% des eingesetzten Brennstoffes. In einigen Fällen kann zusätzlich der Brennwert des Energieträgers genutzt werden, so dass noch höhere Nutzungsgrade möglich sind. Allein dadurch ist eine sehr positive Umweltbilanz hinsichtlich der CO₂-Emissionen erreichbar. Mit erneuerbaren Brennstoffen ist eine nahezu klimaneutrale Bilanz darstellbar. Neben der positiven CO₂-Bilanz ergeben sich aufgrund der hohen Energieeffizienz auch betriebswirtschaftliche Vorteile für die Betreiber von KWK-Anlagen. Darüber hinaus werden KWK-Anlagen z. B. über das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2017) mit Zuschlägen auf den erzeugten KWK-Strom gefördert, wenn die Anforderungen des Hocheffizienzkriteriums gemäß der Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 erfüllt sind. Hierdurch entsteht ein weiterer Anreiz, diese Technologie einzusetzen. Das EEG setzt bei der Förderung von Strom aus KWK-Anlagen seit der Novelle 2017 auf die Umstellung von einer fixen Einspeisevergütung auf wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren. Neben den Aspekten des Klimaschutzes und der Wirtschaftlichkeit spielt auch die Flexibilität von KWK-Anlagen in Bezug auf die fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien eine Rolle. Durch die Verlängerung des Förderrahmens bis 2022 und eine Präzisierung des Ausbauziels bietet der Betrieb von KWK-Anlagen heute darüber hinaus mehr Planungssicherheiten.

Was ist bei der Planung einer KWK Anlage zu beachten?

Ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit einer KWK-Anlage ist die bedarfsgerechte Auslegung – üblicherweise auf die Dauerversorgung der Wärme- oder Stromverbraucher ausgerichtet, da ein Teillastbetrieb zu reduzierten Wirkungsgraden und somit verringerter Effizienz der Anlagen führen würde. Für die Auslegung ist eine sehr gute Kenntnis der Bedarfsstruktur des zu versorgenden Abnehmers zwingend. Hier liegt die Basis für eine KWK-Anlage, die sich allen Kriterien folgend „lohnt“. Daher ist die maßgeschneiderte Anlage unter Berücksichtigung der individuellen Faktoren eine anspruchsvolle Ingenieurleistung. Eine so geplante, hocheffizient betriebene KWK-Anlage arbeitet fast immer wirtschaftlich und leistet – vor allem dann, wenn sie mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben wird – zudem einen Beitrag zur Reduzierung von CO₂-Emissionen.

Quellen Kapitel 3.1

- /1/ Hans-Martin Henning, Andreas Palzer 2013. Energiesystem Deutschland 2050, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg/Breisgau
- /2/ BMWi 2018: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland
- /3/ Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A., 2013, Erneuerbare Energien, Springer Verlag, ISBN 978-3-642-03248-6
- /4/ Weiss, W.; Spörk-Dür, M.; Mauthner, F. 2016, Solar heat worldwide, Global Market Development and Trends in 2016, detailed Market Figures 2015. IEA Solar Heating& Cooling Programme. IEA, Paris (2017)
- /5/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2017, Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie) für Ende 2016.
- /6/ Deutsche Solarthermie Technologieplattform, 2016, DSTTP Solarthermiestrategie 2020+
- /7/ <http://solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx>, abgerufen am 10.12.2017.
- /8/ Fraunhofer ISE (2018): Photovoltaic Report 2017/18
- /9/ www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/bioenergie
- /10/ www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo
- /11/ www.unendlich-viel-energie.de/veroeffentlichungen/potenzialatlas-bioenergie-2020
- /12/ www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/broschuere_basisdaten_bioenergie_2017_2.pdf, S. 10-11
- /13/ <https://biogas.fnr.de/gewinnung/gaersubstrate/>, Stromerzeugung aus Biomasse, DBFZ (2015)
- /14/ www.wind-energie.de/presse/meldungen/2017/bwe-stellungnahme-zu-gemeinsamen-ausschreibungen-wind-und-pv-gemav, Stellungnahme, Seite 1
- /15/ www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/EEG-Ausschreibungen/Windenergie-auf-See/windenergie-auf-see.html
- /16/ www.umweltbundesamt.de/daten/klima/klimaschutzziele-deutschlands#textpart-2
- /17/ Umweltbundesamt, Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger unter Verwendung von Daten der AGEE-Stat, Stand 12/2017
- /18/ www.swm.de/erneuerbare-energien/energiequellen/wind.html
- /19/ Bär, K.; Homuth, S.; Rühaak, W.; Schulte, D.; Welsch, B. & Sass, I. (2015): Coupled Renewable Energy Systems for Seasonal High Temperature Heat Storage via Medium Deep Borehole Heat Exchangers.-Proc. World Geothermal Congress, Melbourne.
- /20/ Bauer, D., Drück, H., Heidemann, W., Marx, R., Nußbicker-Lux, J., and Ochs, F. (2013): Solarthermie2000plus: Wissenschaftlich-technische Begleitung des Förderprogramms Solarthermie2000plus zu solar unterstützter Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicherung. Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben FKZ 0329607P (Aug. 2008 bis Sep. 2012) Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart
- /21/ DGGV/DGGT [Hrsg.] (2014): Sass, I., Brehm, D., Coldewey, W. G., Dietrich, J., Klein, R., Kellner, T., Kirschbaum, B., Lehr, C., Marek, A., Mielke, P., Müller, L., Panteleit, B., Pohl, S., Porada, J., Schiessl, S., Wedewardt M., Wesche D. (2015): Empfehlung Oberflächennahe Geothermie - Planung, Bau, Betrieb und Überwachung - EA Geothermie. 304. S. Berlin, Ernst & Sohn
- /22/ Sass, I.; Heldmann, C.-D. & Schäffer, R. (2016): Erkundung und Beweissicherung für eine geothermale Erschließung eines Alpinen Karstaquifers im Tuxertal, Österreich.-Grundwasser 10.1007/s00767-015-0312-x.
- /23/ Steiner, S.; Lemeš, Z.; Sass, I.; Welsch, B.; Rühaak, W. & Bär, K. (2014): Mitteltiefe Erdwärmesonde Heubach – Erfahrungen und Schlussfolgerungen.- Proc. Deutscher Geothermiekongress, Essen
- /24/ UBA – Umweltbundesamt [Hrsg.] (2015): Auswirkungen thermischer Veränderungen infolge der Nutzung oberflächennaher Geothermie auf die Beschaffenheit des Grundwassers und seiner Lebensgemeinschaften – Empfehlungen für eine umweltverträgliche Nutzung. Texte 54/2015.
- /25/ Welsch, B., Bär, K., Schulte, D., Rühaak, W., Chauhan, S., Sass, I. (2015): Simulation und Evaluierung von Kopplungs- und Speicherkonzepten regenerativer Energieformen zur Heizwärmeversorgung. Forschungsbericht zum HessenAgentur Projekt Nr. 375/13-14, Technische Universität Darmstadt
- /26/ www.geotis.de
- /27/ Paschen, H., Oertel, D. & Grünwald, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Büro für Technologiefolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag.–Deutscher Bundestag, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, 128. S.
- /28/ Von der Kraft des Wassers, Georg Küffner, DVA München 2006
- /29/ Wasserkraftanlagen, Giesecke/Mosonyi, Springer-Verlag 2009
- /30/ DENA; Informationen Homepage 30.01.2017
- /31/ Bundesverband Deutscher Wasserkraftanlagen, <http://www.wasserkraft-deutschland.de/>; Abruf Homepage 21.11.2017
- /32/ Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie; März 2015
- /33/ Die Rolle von Pumpspeicherwerken zur Integration erneuerbarer Energien im Kontext des Neubauprojektes PSW Atdorf, DENA 2005
- /34/ <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>, Renewables 2016; Global Status Report
- /35/ Hydropower Status Report 2017, IHA
- /36/ <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/1518/Bedeutung-der-Wasserkraft-fur-die-weltweite-Stromerzeugung.aspx>, Abruf Homepage 21.11.2017/36/ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/307108/umfrage/anteil-der-kwk-stromerzeugung-an-der-gesamtstromerzeugung-in-deutschland/>
- /37/ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/307108/umfrage/anteil-der-kwk-stromerzeugung-an-der-gesamtstromerzeugung-in-deutschland/>
- /38/ www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/kraft-waerme-kopplung-kwk#textpart-5

3.2 Verteilung

3.2.1 Stromnetze – Herausforderung durch erneuerbare Energien

Dirk Schramm

Die vorläufige Zahl für den in Deutschland regenerativ erzeugten Strom im Jahr 2017 beträgt ca. 38% (Stand 11/2018). Das ist für eine führende Wirtschaftsnation ein hervorragender Wert, stellt aber auch alle Beteiligten vor enorme Herausforderungen.

Mit der Ausschreibung der Fördersätze beim weiteren Ausbau regenerativer Energien, insbesondere bei großen Wind- und PV-Anlagenprojekten, wird es zu Veränderungen kommen. Branchenbeobachter rechnen künftig mit einem Einbruch der Zubauzahlen.

Allerdings haben diese Ausschreibungsrunden dafür gesorgt, dass die projektierten spezifischen Erzeugungskosten deutlich gesunken sind – aktuell auf 4,33 ct/kWh bei PV-Projekten und auf 4,73 ct/kWh bei Wind-Projekten (siehe Bundesnetzagentur-Ausschreibungen). Möglich wurde dies auch durch Skaleneffekte sowie durch geplante angenommene sinkende spezifische Anlagenkosten.

Einen erheblichen Einfluss dürfte der bereits beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie in den Jahren ab 2022 haben. Dann werden vornehmlich Kernkraft-Erzeugungskapazitäten im Süden Deutschlands vom Netz gehen – und somit steigt die Notwendigkeit zum weiteren Netzausbau. Da der Windenergie-Ausbau insbesondere im Norden Deutschlands an Land und auf See stattfindet, bedarf es neuer Übertragungswege. Das normale deutsche Höchstspannungsnetz, mit den 380 kV- und 220 kV-Netzen ist dafür bisher nicht ausreichend dimensioniert. Aus diesem Grund ist geplant, zusätzliche Gleichstrom-Hochspannungs-Netze zu errichten. Der so genannte Süd-Ost-Link führt von Wolmirstedt (Sachsen-Anhalt) an die Isar in den Raum Landshut (Bayern) und hat eine Trassenlänge von ca. 500 km. Der Südlink führt von Wilster in Schleswig-Holstein nach Grafenrheinfeld in Bayern, die Trassenlänge beträgt hier ca. 560 km.

Waren zunächst Freileitungstrassen für die Gleichstrom-Hochspannungstrasse geplant, wurde nach einem Energiegipfel am 02. Juli 2015 bekannt gegeben, dass diese Trassen vorzugsweise als Erdverkabelung ausgeführt werden sollen – auch, um damit eine höhere Akzeptanz bei der Bevölkerung zu erreichen. Durch die Erdverkabelung ist nur beim Südlink mit Mehrkosten von ca. 8 Mrd. Euro gegenüber der Freileitungsausführung zu rechnen. In Anlehnung an die Stromnetzentgeltverordnung würde das nach aktuellstem Stand (Ende 2018) letztendlich zu Mehrkosten über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 40 Jahren von jährlich ca. 600 Mio. Euro für die Netzkunden führen.

Der Erfolg steht trotz der zugebilligten Mehrkosten noch aus. Beim Südlink ging der beteiligte Netzbetreiber Tennet ursprünglich von einem Baubeginn im Jahr 2016 und einem Abschluss der Bauarbeiten im Jahr 2022 aus. Ende 2018 ist noch kein Start der Bauar-

beiten bekannt und auch die Akzeptanz für die Erdverkabelung ist bei der Bevölkerung sehr umstritten – insbesondere bei den direkt Betroffenen entlang der Trassen. Die Fertigstellung der Trassen ist zum heutigen Zeitpunkt noch ungewiss. Eine Versachlichung des Themas, ohne Einbeziehung parteipolitischer Nebeninteressen, wäre insgesamt sehr förderlich, denn der Handlungsbedarf ist enorm. In den regionalen Verteilnetzen der 110 kV-Ebene sind die Anforderungen an Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen nicht wesentlich geringer. Dabei kommt es insgesamt auch bei der Steuerung eines stabilen Netzes zu hohen Ansprüchen an die Netzführung der 110 kV-Netze sowie der unterlagerten Mittelspannungsnetze. Die Netzbetreiber städtischer Netze, aber auch die ländlich geprägten Netze der Mittelspannung, sind ebenfalls stark vom weiteren Ausbau der regenerativen Energieerzeugungsanlagen betroffen. Eine große Rolle spielen hier ebenfalls der gezielte Ausbau und die Weiterentwicklung dieser Netze.

Es gibt kleinere Gemeindewerke in Bayern als Stromnetzbetreiber, welche eine maximale Netzlast im Winterhalbjahr von etwas über $P_{\max} = 2.000$ kW aus dem vorgelagerten Netz entnehmen, aber durch die installierten regenerativen Anlagen, insbesondere PV-Anlagen, bis $P_{\max} > 6.000$ kW in das vorgelagerte Netz einspeisen. Das bedeutet, dass nicht mehr die Lieferung der elektrischen Energie an die Kunden maßgebend für den Netzausbau ist, sondern der Abtransport der regenerativ erzeugten Leistung in das vorgelagerte Netz. Bei mittelgroßen Stadtwerken mit ca. 10.000 Netzkunden sind bis zu 1.000 dezentrale Einspeiseanlagen keine Seltenheit, sondern zunehmend eher die Regel. Bei diesen kompakten Netzen kommt es in den Hochlastzeiten zu starken Reduzierungen des Reststrombezuges aus dem vorgelagerten Netz. Insofern wird hier, zumindest physikalisch betrachtet, der regenerativ erzeugte Strom in unmittelbarer Nähe zur Erzeugung von anderen Netzkunden verbraucht. Allerdings sind auch hier entsprechende Konzepte für den weiteren Netzausbau dringend erforderlich.

Im Stromnetzbereich befinden sich die Netzbetreiber in Deutschland zurzeit im letzten Jahr der 2. Regulierungsperiode. Ab 2019 wird die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) auch für die Stromnetze, dann in der 3. Regulierungsperiode (2019 – 2023), wirksam. Ab 2019 können notwendige Investitionen in die Netzinfrastruktur sofort berücksichtigt werden. Damit geht der Verzug zwischen der Investition und der Ansetzbarkeit daraus resultierender Kosten, welcher in der Vergangenheit in der Kritik stand, verloren. Der so genannte Kapitalkostenabgleich besteht aus dem Kapitalkostenabzug für das abgeschriebene Wirtschaftsgut (bzw. den um die jeweilige Abschreibung verminderten Restbuchwerten) auf der einen Seite und dem Kapitalkostenaufschlag für die realisierten sowie auch geplanten Investitionen auf der anderen Seite. Allerdings ist eine genaue Planung für die Zukunft hier sehr wichtig. Die Herausforderungen durch die erneuerbaren Energien bleiben weiter spannend. An dem regenerativ geprägten Umbau der Energieversorgung führt letztendlich kein Weg vorbei.

3.2.1.1 Netzintegration

Harald Schwarz

In Überlegungen zur Energiewende wird leider oft der Fokus ausschließlich auf die Energiemenge gelegt; man summiert die Energiemenge aus regenerativen Quellen über ein Jahr und vergleicht diese mit dem Jahresenergiebedarf. Diese einfache Betrachtungsweise funktioniert aber nur so lange, wie diese regenerativen Energiemengen lagerfähig sind, d.h. mit einfachen Mitteln in größerem Ausmaß und nahe der Erzeugung gespeichert werden können. Besonders einfach funktioniert dies bei Biomasse und zum Teil auch mit Biogas.

Bei allen leitungsbasierten Energieträgern – wie Heißwasser, Dampf, Gas und vor allem elektrischem Strom – ist dies deutlich schwieriger. Diese Systeme wurden über viele Jahrzehnte unter der Prämisse entwickelt, dass die Energieeinspeisung in das Leitungsnetz grundsätzlich immer planbar und regelbar ist. Damit nahm die Energienachfrage im jeweiligen System die Führungsgröße für die Einspeisung ein, und Speicher wurden nur in einem Maße vorgehalten, wie sie für einen energetisch und kostenmäßig optimierten Gesamtbetrieb des jeweiligen Versorgungssystems notwendig erschienen. Die verstärkte Nutzung regenerativer Energie macht Anpassungen im System erforderlich.

Mit Blick auf die Entwicklung der vergangenen 20 Jahre seit Einführung des EEG, zeigt sich, dass der weit überwiegende Anteil erneuerbarer Energie auf der Stromseite erzeugt und in die Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze (teils sogar schon in die Höchstspannung) eingespeist wird. Heute sind dies schon mehr als 35% des jährlichen Strombedarfs in Deutschland bezogen auf die Bruttostromerzeugung.

2000 wurden Windenergieanlagen überwiegend in der norddeutschen Tiefebene errichtet und dort ständig massiv ausgebaut, da die Erträge aus den Fördersätzen des EEG deutlich über der notwendigen Refinanzierung der Anfangsinvestition lagen. Bei PV wurde der Break Even Point etwa 2008 erreicht, überwiegend befördert durch den massiven Preisverfall chinesischer PV-Module. Dies führte zu einer PV-Neuinstallation von etwa 10.000 MW pro Jahr vor allem als Hausdachanlagen in Süddeutschland. Nachdem eine generelle Förderung von Freiflächenanlagen überwiegend auf Konversionsgrundstücke beschränkt wurde, entstanden große PV-Anlagen schwerpunktmäßig im Gebiet der ehemaligen DDR, da dort noch viele alte Militäranlagen als Konversionsflächen zur Verfügung standen. Weiterer Vorteil: In der Lausitz werden durch das überwiegend kontinentale Klima solare Einstrahlungswerte erreicht, die mit der Region entlang der Donau vergleichbar sind.

Setzt man die Menge erneuerbarer Energie in Relation zur regional benötigten Energie, kann man Deutschland vereinfacht in drei Bereiche unterteilen.

1. Im Süden (Bayern, Baden-Württemberg) gibt es einen inzwischen hohen Anteil von PV, der naturgemäß am Tag eingespeist wird (dazu mit lediglich 3% der installierten Gesamtleistung einen de facto nicht vorhandenen Anteil von Windenergie). Dem gegenüber stehen eine Stromnachfrage von etwa 28% aus der Bevölkerung und ein hoher Industriebesatz mit entsprechendem Strombedarf. Die Gefahr einer temporären, regenerativen Überspeisung ist somit eher gering, und kleine dezentrale Batteriespeicher als Ergänzung von Hausdach-PV-Anlagen können einen substantziellen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten.

2. In der Region Nord-West (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, NRW, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland) sind etwa 55% der deutschen Windkraftleistung installiert. Mit 51% Stromnachfrage aus der Bevölkerung und leistungsstarken Industrieregionen im Ruhr- und Rhein-Maingebiet ist die Nachfrage sehr hoch, der Netzbetrieb ist hier aber deutlich angespannt. Große Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Anlagen könnten hier einen wichtigen Beitrag leisten, um temporäre Überschüsse aus dem elektrischen System zu nehmen.

3. Im Nord-Osten Deutschlands (Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen, Sachsen und Sachsen-Anhalt) finden sich neben 42% der deutschen Windleistung auch die größten PV-Anlagen mit bis zu 160 MW Leistung. Auf der Abnahmeseite steht dem eine sehr geringe Stromnachfrage gegenüber: nur 21% der Bevölkerung und ein minimaler Industriebesatz.

Besonders deutlich wird diese Diskrepanz, wenn man den Anteil aufgenommener elektrischer Energie aus regenerativen Quellen in Vergleich zur Stromhandelsmenge im Netzgebiet der E.Dis setzt (siehe Abb. 3.2.1.1.1).

Seit 2015 liegt diese Quote deutlich über 100%. Die installierte EE-Leistung im Netz der E.DIS übersteigt die Höchstlast fast um den Faktor 4, den der Schwachlast um den Faktor 17. Ähnliche Situationen findet man in den Netzen der MitNetz-Strom in Brandenburg und Sachsen-Anhalt, wo viele Teilnetze ebenfalls über 100% liegen, was aber nicht mit einer regenerativen Vollversorgung verwechselt werden darf.

Insgesamt hat dies dazu geführt, dass die entsprechenden Übertragungs- und Verteilnetze oftmals an der Belastungsgrenze betrieben werden und es im Übertragungsnetz der 50Hertz-Transmission an über 300 Tagen pro Jahr und dabei oftmals mehrfach pro Tag zu Zwangsmaßnahmen im Netzbetrieb kommt. Neben Tagen mit Eingriffen zur Anpassung der Leistungseinspeisung von Kraftwerken auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers mit dem Ziel, auftretende regionale Überlastungen im Netz zu vermeiden oder zu beseitigen (Redispatch) mussten in den weit überwiegenden Fällen auch regenerative Anlagen zwangsabgeschaltet werden. Auch in den Verteilnetzen werden de facto täglich über Netz-Sicherheits-Systeme regenerative Erzeuger zwangsabgeschaltet, wenn die Stromtragfähigkeit der jeweiligen Leitungen erreicht wird.

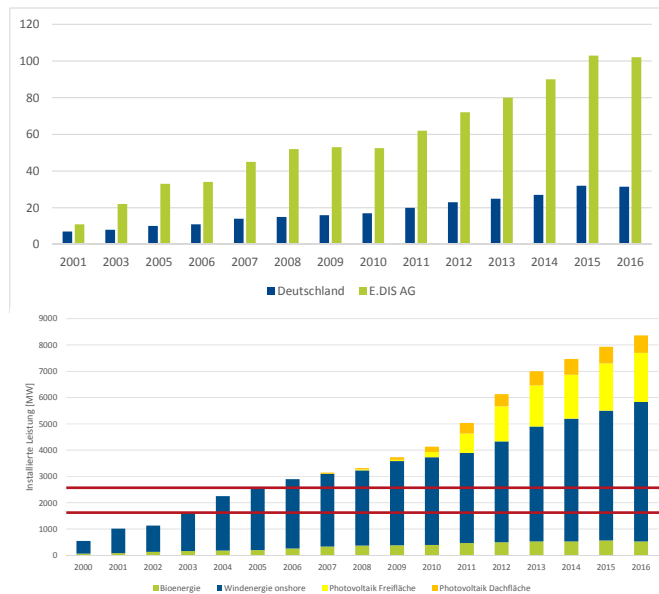


Abb. 3.2.1.1.1 (oben): EE-Quote bei E.DIS übersteigt die 100% (grün), während der deutsche Durchschnitt bei 33 % (blau) liegt; Abb. 3.2.1.1.1 (unten): Die installierte EE-Leistung bei E.DIS übersteigt die Höchstlast um Faktor 4 und die Schwachlast um Faktor 17 | Abb.: RENAC

Mögliche Speicherlösungen in dieser Regelzone müssen somit die Größenordnung der temporären regenerativen Überspeisung im Blick behalten. Während des Durchzuges des Sturmtiefs Xyntia 2010 war die gesamte Regelzone zu 100% regenerativ versorgt, alle konventionellen Kraftwerke auf die technische Mindestleistung zurückgefahren und es gab einen Überschuss von ca. 200 – 250 GWh. Der größte deutsche Pumpspeicher Goldistal in Thüringen hat eine Speicherkapazität von 8 GWh, die gesamte Speicherkapazität der Regelzone liegt bei ca. 20 GWh, was etwa 50% der gesamten deutschen Speicherkapazität entspricht. 2018 reichten bereits übliche Windsituationen aus, um die Netze der Regionalversorger im Nordosten Deutschlands mehrfach pro Monat extrem zu überspeisen und dabei Rückspeisungen von mehreren 100 GWh aus der 110-kV Ebene in das 400-kV Übertragungsnetz zu erzeugen. Somit wird diese Regelzone bei weiter wachsendem Ausbau erneuerbarer Erzeugung nur stabil gehalten werden können, wenn das Netz zur Ableitung regenerativer Überschüsse nach Süden und Westen massiv ausgebaut wird. Die Inbetriebnahme der Süd-West-Kuppelleitung hat hier eine gewisse Entlastung erreicht, allerdings ist ein weiterer, massiver Netzausbau erforderlich, verbunden mit dem Aufbau von Großspeichern (Pumpspeicher, Druckgasspeicher, Batterien), sowie steuerbaren Lasten im Bereich Power-to-Gas und Power-to-Heat.

3.2.1.2 Demand Side Management

Andreas Koch, Enrique Kremers

Aus den Klimaschutzziele der Bundesrepublik (siehe Kapitel 2) ergeben sich zwei Konsequenzen für das zukünftige deutsche Energiesystem, die sich gegenseitig verstärken. Zum einen ersetzen Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern wie Sonne und Wind erzeugen, zunehmend Anlagen auf Basis fossiler Energieträger. Diese konventionellen Kraftwerke haben bislang den Großteil der erzeugungsseitigen Flexibilität bereitgestellt. PV und Windkraft können demgegenüber lediglich durch die Abreglung von Anlagen Flexibilität im Stromnetz bereitstellen. Diese Option ist allerdings wegen des Verlustes an erzeugtem Strom nicht effizient. Deshalb erfordert die Einbindung dieser fluktuierenden Erzeugungsprofile zum anderen mehr Flexibilität seitens der Verbraucher. In einem zukunftsfähigen Energiesystem reicht es nicht mehr, Versorgungs- und Verbraucherseite getrennt zu betrachten, sondern beide Seiten sollten in die Flexibilisierung des Gesamtsystems einbezogen werden. Mit Blick auf Produktionsprozesse sowie Gebäude für Wohnungen und Gewerbe kommt hierfür das „Demand Side Management“ (DSM) in Betracht. Dabei handelt es sich um verbraucherseitiges Lastmanagement, das die Stromnachfrage an die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern oder andere energiewirtschaftliche Erfordernisse anpasst. Konkret bedeutet dies, dass, je nach Erfordernis, Verbraucher aktiv geregelt werden können (ab- und zugeschaltet oder moduliert).

Zusätzlich zum Ausgleich des Gleichgewichts von Erzeugungs- und Nachfrage trägt Flexibilität auch zur Reduktion von Netzproblemen wie Engpässe oder Spannungshaltung bei. Durch gezielte lokale Steuerung bestimmter Lasten können Netzengpässe reduziert oder vermieden werden und dadurch der Netzausbaubedarf geringgehalten werden.

Die Erbringung von Flexibilität mittels DSM stellt einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems dar und könnte Übertragungsnetze entlasten. Eine umfassende Einführung von DSM würde die Koordination von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern erfordern, weil die Anlagen und Verbraucher meist über das Verteilnetz eingebunden sind, die Aufgabe der Stabilisierung aber bei den Übertragungsnetzbetreibern liegt [4].

DSM Industrie

In der Industrie können insbesondere energieintensive Prozesse wie etwa Zementmühlen oder elektrische Industrieöfen [5] einen Beitrag zum verbraucherseitigen Lastmanagement leisten. Umgesetzt wird DSM in der Industrie, wenn Lastverschiebungen – bis hin zu Abschaltungen – für das Unternehmen wirtschaftlich sind und den Produktionsprozess nicht negativ beeinflussen. Diese Flexibilitäts-Option wird bei energieintensiven industriellen Großlasten bereits seit einiger Zeit erschlossen – hier liegt die größte Wirtschaftlichkeit. Dagegen ist DSM in weiten Teilen der kleinen und mittleren Unternehmen (KMU)

bisher kaum bekannt. Bei dem derzeitigen gesteigerten Flexibilitätsbedarf werden aber auch mittelgroße Lasten von zeitlich unkritischen Prozessen mit einem geringen Schaltungs- und Koordinationsaufwand einen wirtschaftlichen Beitrag zur Flexibilisierung leisten können.

DSM in Wohn- und Nichtwohngebäuden

Neue Potenziale für Lastmanagement, insbesondere in Wohn- und Nichtwohngebäuden, bestehen einerseits in elektrischen Verbrauchern wie z.B. Wärmepumpen oder Kühllhäusern. Andererseits sind nutzungsübergreifend im Sinne der Sektorenkopplung [2] Wärme- und Kälteanwendungen denkbar. Weiter stehen zur lastseitigen Flexibilisierung auf Verteilnetzebene nicht nur reine Lasten, sondern auch lokale Speichereinheiten sowie modulierbare dezentrale Erzeugungseinheiten zur Verfügung welche komplementär zum reinen Lastmanagement ein integriertes DSM Konzept bilden können.

Eine der wesentlichen Herausforderungen stellt derzeit die Verfügbarkeit von bidirektionaler Kommunikationsinfrastrukturen und der damit verbundenen Möglichkeit einer dezentralen Steuerung der Anlagen in Verbindung mit Aggregatoren dar, um einzelne Anlagen zusammenzufassen. Hierbei sind die einzelnen Lasten jeweils relativ gering, sie kommen aber in großer Zahl vor, wodurch eine koordinierte Schaltung vieler kleiner Lasten ein nicht zu vernachlässigendes Potenzial darstellt. Derzeit befassen sich mehrere F&E Projekte [6] [7] damit, die Wirtschaftlichkeit und Integrationsmöglichkeiten dieser Lösungen in bestehende Strommärkte aufzuzeigen.

3.2.1.3 Minigrids und regenerative Stromerzeugung

Andreas Wiese, Paul Freunsch

Bei Minigrids handelt es sich um elektrische Systeme, die parallel zum Hauptnetz, netzunabhängig oder im Inselmodus betrieben werden können. Sie setzen sich zusammen aus Geräten zur Stromerzeugung, die erneuerbare/fossile Primär- bzw. Sekundärenergie in Strom umwandeln (einschließlich Energiespeichervorrichtungen), einem Verteilungsnetz, untereinander vernetzten Verbrauchern und anderen Einrichtungen, die für den Betrieb einer solchen Energieinfrastruktur erforderlich sind. Dieses Kapitel konzentriert sich auf Minigrids, die zumindest teilweise auf erneuerbare Energien setzen.

Diese Minigrids bestehen normalerweise aus Nieder- oder Mittelspannungs-Verteilnetzen, die die Verbraucher verbinden sowie aus Stromerzeugungseinrichtungen (Dieselaggregate, Photovoltaikanlage, Windkraftanlage, Kleinwasserkraftwerk, Hybridkraftwerk-Steuersystem). Hinsichtlich der installierten Stromerzeugungsleistung von Minigrids gibt es erhebliche Unterschiede und keine international anerkannte Definition zu deren

Größe. Einige Veröffentlichungen unterscheiden zwischen Nanogrids, Microgrids und Minigrids. Als allgemeine Definition und ausschließlich in Bezug auf die Anlagengröße verfügen Nanogrids über eine installierte Leistung von weniger als 1 kW, während Microgrids eine höhere Leistung als Nanogrids – bis hin zu mehreren 100 kW – aufweisen und Minigrids den Bereich darüber bis 10-20 MW abdecken.

Die allgemeine Entwicklung, technische Planung und Auslegung von Minigrids folgt denselben Prinzipien wie bei anderen Projekten im Energiesektor (siehe Kap. 4).

Minigrids als wachsender Teil der Stromwende

Weltweit haben etwa 15% der Bevölkerung – mehr als eine Milliarde Menschen – keinen Zugang zu Strom. Da die meisten von ihnen größtenteils in ländlichen Gebieten ohne Zugang zum nationalen Stromnetz leben, sind Minigrids eine der besten Lösungen, um eine Stromversorgung zu ermöglichen. Um ländliche Gebiete, insbesondere in Entwicklungsländern, nachhaltig mit Energie versorgen zu können, sollten die Betreiber von Minigrids auf erneuerbare Energiequellen setzen.

Es gibt zudem eine steigende Tendenz zur Einbindung erneuerbarer Energie in bereits vorhandene Minigrids, die mit teuren und nicht nachhaltigen fossilen Brennstoffen wie Diesel oder Schweröl betrieben werden. Die hohen Brennstoffpreise hängen oftmals mit Logistikkosten und weniger mit den Kraftstoffpreisen auf dem Weltmarkt zusammen.



Abb. 3.2.1.3.1: Beispiel einer Minigrid-Anlage mit dezentraler PV-Stromerzeugung, Windkraftanlagen, Batterien, einem Dieselgenerator und einem kleinen Verteilungsnetz. Zusätzlich ist hier ein großer Wasserspeicher zu sehen. Die Pumpe für den Wasserspeicher dient als Beispiel für eine zeitlich verlagerbare Last, die Teil eines integrierten Steuersystems sein kann, das auch das Nachfragemanagement (Demand-Side-Management) umfasst. | Quelle: <http://www.ennera.com/en/detail-solution/minigrids>

Minigrids vs. Netzausbau

Ob es sinnvoller ist, ein bereits vorhandenes Stromnetz auf ländliche Gebiete auszuweiten oder ein unabhängiges Minigrid zu errichten, hängt von mehreren Faktoren ab:

- Entfernung zum Netz und andere Faktoren, die die Kosten der Netzanbindung bestimmen (Topografie, Land-/Seeverbindung usw.),
- Anzahl der anzuschließenden Verbraucher und deren geografische Dichte,
- Bedürfnisse der Verbraucher und deren Erwartungen an den Stromzugang,
- Zukünftige Entwicklung der jeweiligen ländlichen Region (Bevölkerungsentwicklung, wirtschaftliche Entwicklung usw.),
- Flexibilität, Kosten und Zuverlässigkeit der Stromerzeugung des auszubauenden Netzes,
- Verfügbarkeit von erneuerbaren Energiequellen.

Chancen im Zusammenhang mit der Implementierung von Minigrids

Versorgungssicherheit:

Minigrids können die Zuverlässigkeit der Stromversorgung deutlich verbessern. Zum einen, weil die Eigenverantwortung für die physische Infrastruktur bei Verwaltung auf lokaler Ebene größer ist. Zum anderen lässt sich Stromdiebstahl, der üblicherweise im Zusammenhang mit zentralisierten Netzsystemen gesehen wird, reduzieren. Je mehr Energiequellen zum Betrieb eines Minigrids genutzt werden, desto höher ist normalerweise die Versorgungssicherheit. Die meisten Minigrids verwenden daher – zumindest zu Sicherheitszwecken – zusätzlich Dieselgeneratoren.

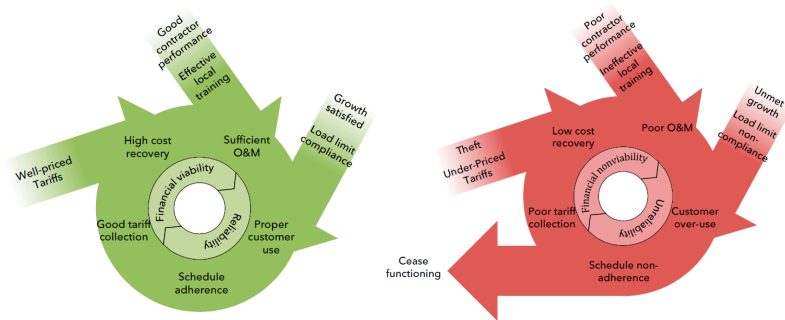


Abb. 3.2.1.3.2: Der Erfolg von Minigrids hängt weitgehend von einer ordnungsgemäßen Planung, Auslegung, Implementierung sowie einem sachgerechten Betrieb ab. Diese Variablen führen im Ergebnis entweder zu sehr positiven oder zu negativen Auswirkungen des Minigrids. | Quelle: Microgrids for Rural Electrification, United Nations Foundation, Februar 2014

Ökologische Vorteile:

Minigrids auf Basis erneuerbarer Energien können deutliche Verbesserungen hinsichtlich der Umweltauswirkungen der Stromversorgung bieten, wenn sie eine Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen ersetzen. Abhängig von ihrem Aufbau kann die Versorgung fast ausschließlich aus erneuerbaren Quellen erfolgen.

Wirtschaftliche Vorteile:

In ländlichen Regionen oder auf Inseln bieten Minigrids auf Basis erneuerbarer Energie oft erhebliche Vorteile gegenüber der Nutzung anderer Stromquellen.

Entwicklung des Privatsektors:

Bei richtiger Planung ermöglichen zuverlässige Minigrids eine stabile Entwicklung von Privatunternehmen, die auf Strom als Produktionsfaktor angewiesen sind.

Möglichkeit der Netzanbindung:

Ein späterer Anschluss eines Minigrid-Standortes an das nationale Stromnetz ist normalerweise ohne großen Aufwand möglich.

Langfristige Preisstabilität:

Aufgrund ihrer größeren Unabhängigkeit von den Preisen fossiler Brennstoffe ermöglichen Minigrids eine stabile und zukunftssichere Stromversorgung.

Herausforderungen für einen umfangreichen Einsatz von Minigrids

Trotz ihrer Vorteile wurden Minigrids in den meisten Entwicklungsländern bisher nicht in größerem Umfang implementiert. Die meisten Minigrid-Anlagen wurden bislang in Asien installiert (ca. 60.000 in China, je 100–1.000 in Nepal, Indien, Vietnam und Sri Lanka). Diese Anlagen arbeiten größtenteils mit Diesel oder Wasserkraft und befinden sich unter staatlicher Aufsicht.

Zu den allgemeinen Herausforderungen für einen weiträumigen Einsatz von Minigrids gehören:

Bedarfsanalyse:

Eine ordnungsgemäße Bewertung des Strombedarfs ist für die Auslegung eines Minigrids unerlässlich. Dies ist jedoch schwierig, da Minigrids meist in Gebieten entstehen, in denen derartige Daten nicht ohne weiteres verfügbar und/oder schwer zu bewerten sind.

Fehlen von geeignetem Wartungspersonal:

Die Implementierung und Wartung von Minigrids erfordert Fachwissen. Geeignetes Personal ist jedoch besonders in ländlichen Regionen oft schwer zu finden. Eine umfassende

de Schulung des örtlichen Personals während der Implementierungsphase kann sich sehr positiv auf die Kosten des späteren Betriebs auswirken.

Rechtslage:

Klare Regelungen und Vorschriften für Minigrids sind in vielen Entwicklungsländern entweder nicht vorhanden oder noch in der Vorbereitungsphase, was insbesondere für private Projektentwickler eine Hürde darstellt.

Beispiel für ein erfolgreich implementiertes Minigrid-Projekt in Mauretania

Die acht Standorte befinden sich in Sekundärstädten, die PV-Anlagen speisen isolierte Minigrids in kleinen Dörfern. Insgesamt wurden 16,6 MW installiert – zwischen 1 MW und 3,4 MW pro Standort. Alle Standorte sind oder werden zudem mit Dieselgeneratoren ausgestattet, um auch nach Sonnenuntergang Strom liefern zu können. Einer der Standorte verfügt darüber hinaus über einen kleinen Windpark.

Die Kraftwerke sollen vollautomatisch als Hybridsysteme betrieben werden – mit einem deutlich geringeren Dieserverbrauch als bei eigenständigen Dieselmotoren.

Der erwartete Stromertrag wird mit rund 31.100 MWh pro Jahr angegeben. Insgesamt sollen die Projekte etwa 39.000 Haushalte mit Strom versorgen, jährlich bis zu 10,4 Mio. Liter Dieselmotoren einsparen und den Kohlendioxidausstoß um bis zu 27.850 Tonnen verringern.

Rentabilitätsprognose für ein Minigrid auf Basis erneuerbarer Energiequellen

Die Rentabilität für ein Minigrid auf Basis erneuerbarer Energien lässt sich prognostizieren. Die simulierte Prognosen (siehe Tab. 3.2.1.3.1) gilt für ein auf erneuerbaren Energieträgern basierendes Minigrid in Ostafrika. Bei diesem System mit einer installierten

| Technische Komponenten | | Annahmen | | Wirtschaftliche Zahlen | |
|------------------------|-------------------|-----------------------------|-----------------------------|--|--------------|
| Komponente | Größe | Kategorie | Annahme | Anfänglicher Investitionsaufwand (CAPEX) | 3,3 Mio. EUR |
| PV | 1 MW _p | Globalstrahlung | 2200 kWh/ m ² *a | Betriebskosten (OPEX) | 0,4 Mio. EUR |
| Li-Ion-Akku | 1,9 MWh | Anteil erneuerbarer Energie | 70% | Stromgestehungskosten | 0,33 EUR/kWh |
| Dieselaggregate | 400 kW | Systemzuverlässigkeit | Hoch (> 98%) | LCOE von Diesel allein (zum Vergleich) | 0,55 EUR/kWh |
| | | Dieselpreis | 1,7 EUR/l | | |
| | | Diskontsatz | 7% | | |
| | | Anlagenlaufzeit | 25 Jahre | | |

Tab. 3.2.1.3.1: Simulierte Prognose für ein Minigrid in Ostafrika

Gesamtleistung von 1,4 MW und einem Solarenergieanteil von 70% (im Jahresdurchschnitt) liegt der Investitionsaufwand bei etwa 3,3 Mio. EUR und die Stromgestehungskosten (LCOE) bei ungefähr 0,33 EUR/kWh – gegenüber 0,55 EUR/kWh eines reinen Dieselmotors. Es versteht sich, dass das Verhältnis zwischen den LCOE des Hybridsystems und denen einer reinen Dieselanlage in hohem Maße von der über die gesamte Projektlaufzeit hinweg prognostizierten Entwicklung des Dieselpreises abhängt.

3.2.1.4 Smart Grids

Julia Hage, Fabian Kuhn

Die volatile Energieproduktion aus erneuerbaren Energien, verknüpft mit einem stochastischen Verbrauchsmuster der unterschiedlichen Konsumenten, stellen einen radikalen Wandel für die gesamte Energieinfrastruktur dar – und damit eine große Herausforderung. Massen- und praxistaugliche Lösungen sind erforderlich, um in einem absehbaren Zeitraum die Ziele der Energiewende umzusetzen. Nötig sind intelligente überregionale Vernetzung und Steuerung der Energieerzeugung sowie des Energieverbrauchs. Smart Grids gelten als Enabler des durch die Energiewende vorgezeichneten, zukünftigen Energiesystems. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit schwankenden Belastung des Verteil- und Übertragungsnetzes, steigt die Notwendigkeit einer weitestgehenden automatisierten und schnellen Kommunikation der Netze über alle Spannungsebenen hinweg.

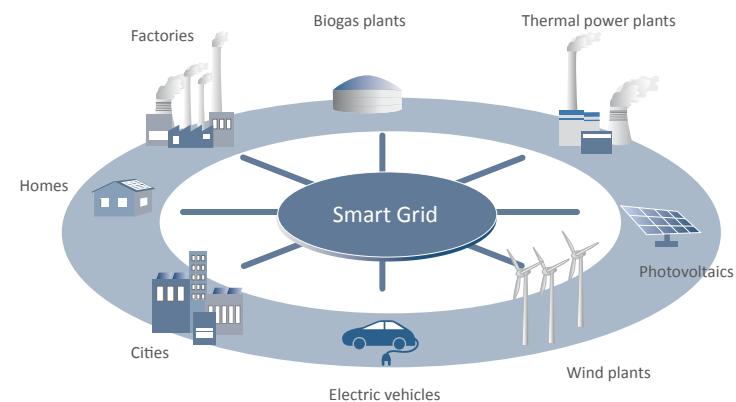


Abb. 3.2.1.4.1: Smart Grid und Smart Market - unterschiedliche Formen der erneuerbare Energien-Erzeugung mit zentraler Handlungs-Plattform | Quelle: RENAC

Was zeichnet ein Smart Grid aus?

Ein konventionelles Stromnetz ist als Smart Grid anzusehen, „wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird“ [8]. Ziel eines „smarten“ Netzes ist es, Daten der Netzzustände in Echtzeit zu erfassen sowie diese so intelligent zu steuern und regeln, dass das gesamte Potenzial der Netzkapazität ausgeschöpft und genutzt werden kann. So eine intelligente Vernetzung ist nicht nur Voraussetzung für die Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem und Treiber für die Energieeffizienz beim Endkunden, sondern auch für den flächendeckenden Einsatz von Elektromobilität.

Welche Rolle spielt dabei der Markt?

Das Geschäftsfeld Smart Grids umfasst im Vergleich zur aktuellen bzw. konventionellen Energiewirtschaft vielfältige neue Geschäftsmodelle mit zum Teil neuen und optimierten Wertschöpfungsketten. Der Markt für Smart Grids kann in Form einer Handlungs-Plattform entstehen, die eine flexible Anpassung von Erzeugung und Nachfrage in einem wettbewerblichen Rahmen zwischen allen Beteiligten des Energiesystems ermöglicht. Am „Smart Market“ sollen durch die intelligente Vernetzung bislang ungenutzte Flexibilitätspotenziale erschlossen und am Markt wirtschaftlich platziert werden. Das Hauptaugenmerk eines funktionierenden Flexibilitätsmarktes liegt in der dezentralen Erzeugung und Steuerung sowie im dezentralen Betreiben der Anlagen. Um Flexibilitätspotenziale optimal nutzen zu können, können elektrische Speicher als dezentrale Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden.

Was heißt das für die Energiewirtschaft?

Die Energiewirtschaft muss sich sukzessive auf neue, auch bisher branchenfremde, Player einstellen und die Energieversorgung trotz aller Veränderungen, Schwankungsbreiten und Ungewissheiten stabil halten. Gute Chancen haben insbesondere jene Marktteilnehmer, die die Mechanismen der Digitalisierung verstanden haben und sie als Kernbestandteil in ihre Geschäftsmodelle integrieren. Im Geschäftsfeld Smart Grids können allerdings nur Unternehmen wirtschaftlich erfolgreich agieren, deren Geschäftsmodelle mit den Geschäftsmodellen der beteiligten Partner und Kunden kompatibel sind und diese zusammen ein insgesamt profitables und skalierbares Modellsystem bilden.

Wie gelingt eine großflächige und massentaugliche Umsetzung?

Bis zur großflächigen und massentauglichen Umsetzung von Smart Grids wird es noch eine Weile dauern. Erste Konzeptansätze werden in Deutschland gerade erforscht: Anfang 2017 erfolgte der Startschuss für insgesamt fünf Demonstrationsvorhaben, deren Projektlaufzeit bis Ende 2020 festgesetzt ist. Die größte dieser Modellregionen erstreckt sich

über die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern und Hessen und heißt „C/sells“. Dabei steht das C in C/sells für Zellen (Cells), die in Summe die gesamte Modellregion ausmachen und deren Energieerzeugung und Last im subsidiären Sinne nach Möglichkeit so ausgeglichen werden, dass jede Zelle nach individuellen Bedürfnissen Infrastrukturdienstleistungen beziehen kann. „sells“ (to sell, verkaufen) verweist auf neue Geschäftsmodelle, die mit der digitalen Energiewende neue Wirtschaftsstrukturen und -chancen entstehen lassen. Innerhalb der Modellregion in Süddeutschland demonstriert C/sells bereits heute, wie die flächendeckende Umsetzung der Energiewende und der Ausbau erneuerbarer Energien großflächig funktionieren kann.

56 Partner aus Wissenschaft, Industrie und Netzbetrieb haben sich dafür zusammengeschlossen, um das Projekt über vier Jahre hinweg auf eine erfolgreiche Ausbreitung im Massenmarkt vorzubereiten. Das C/sells-Projekt basiert auf der Idee, vielfältige Infrastrukturzellen intelligent zu einem Organismus zu verbinden, in dem wirtschaftliche Chancen mit physikalischen Notwendigkeiten und dem Willen zu nachhaltigem Wirtschaften in Einklang gebracht werden. Durch den zellulären Ansatz können Potenziale und lokale Synergien systemisch erfasst und wesentlich besser gehoben werden. Zwischen den Zellen und über die Grenzen hinweg entsteht eine robuste Energieinfrastruktur. Die technischen Grundlagen der meisten Komponenten und Teilsysteme wurden bereits erprobt und mit den Möglichkeiten, die im Rahmen der Digitalen Agenda zur Verfügung stehen, kann ein sicherer und umweltfreundlicher Umbau des Energiesystems im Sinne der Energiewende in Süddeutschland demonstriert werden. Diese Pilotprojekte können als Grundlage für eine weltweite Weiterentwicklung und Implementierung von Smart Grids betrachtet werden. Voraussetzung dafür wäre jedoch eine verstärkte Kommunikation und die Zusammenarbeit über Ländergrenzen hinweg. Nur so kann gewährleistet werden, dass ein Smart Grid europaweit oder gar weltweit großflächig ausgerollt werden kann und die großen Potenziale des intelligenten Netzes zum Tragen kommen können.

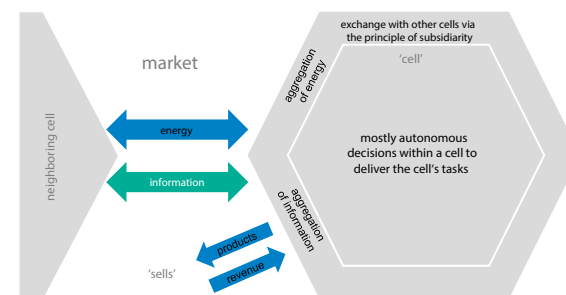


Abb. 3.2.1.4.2: Struktur der Zellen in C/sells - Austausch und Handel von Energie und Informationen | Quelle: Projektergebnisse C/sells

3.2.1.5 Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung (HGÜ)

Thomas Kraneis

Weltweit werden in über 120 Projekten mehr als 260 GW elektrischer Strom in Form von Hochspannung-Gleichstrom übertragen. Die HGÜ Technologie ist besonders in China, Indien und Südamerika in den letzten Jahren sprunghaft angestiegen. In den kommenden Jahrzehnten wird die Nachfrage nach hochgespannten Gleichstromnetzen weiter ansteigen, weil die internationale Vernetzung nicht nur den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energie-Technologien, sondern auch wegen des zunehmenden Bedarfs der Daten-Zentren die „Gleichstromautobahnen“ technisch und wirtschaftlich erforderlich macht. Für die Überbrückung von großen Distanzen gibt es keine wirtschaftliche Alternative zur Gleichstromübertragungstechnologie.

Nachdem der deutsche Ingenieur Oskar von Miller 1881 die erste HGÜ von Miesbach in den Münchner Glaspalast über eine Distanz von ca. 60 km durchgeführt und dort einen Springbrunnen betrieben hatte, sprach sich die Möglichkeit, Gleichstrom über große Distanzen zu übertragen, unter Fachleuten schnell herum.

Seit vier Jahrzehnten planen zum Beispiel Ingenieure Elektrizität als Gleichstrom aus dem Inga-Groß-Wasserkraftwerk (Endausbaustufe von Grand Inga ist 40 GW) von Brazzaville/Kinshasa am Kongo nach Südafrika, Westafrika oder nach Ägypten zu übertragen. „Anders als mit Inga I sechs x 58,5 MW, Inga II insgesamt 1.424 MW und das in Planung befindliche Inga III (bis zu 4.300 MW), die durch Kanäle Wasser des Kongo abzweigen, ist mit dem Staudammprojekt Grand Inga eine komplette Umleitung und Aufstauung des Kongo zur Energiegewinnung geplant. Mit dieser potentiellen Leistung von 39 – 45 GW wäre ein derartiger Staudamm das leistungsstärkste Wasserkraftwerk der Welt, es würde die Leistung des Drei-Schluchten-Damms um mehr als das Doppelte übersteigen und könnte einen großen Teil des afrikanischen Energiebedarfs decken. Für die Realisation werden Kosten von 80 Mrd. USD erwartet. Inga I wurde 1972, Inga II 1982 in Betrieb genommen.“ [9].

Verschiedene Studien in Europa, Russland oder China belegen, dass HGÜ eine sinnvolle wirtschaftliche Lösung für den Ferntransport von Energie darstellt. Allerdings ist die HGÜ- Technologie erst ab 500 MW wirtschaftlich. Ihre Vorteile bestehen in der beliebigen Länge, dem geringen Flächenbedarf, den geringen Verlusten (nur ca. 3% auf 1.000 km), dem Beitrag zur Stabilisierung großer Netze und darin, dass sie auch über große Entfernungen als Kabel eingesetzt werden, da kein Blindleistungsbedarf besteht. Letzteres ist oft notwendig, um Phasenverschiebungen zu neutralisieren oder zur Beeinflussung der Spannung in Wechselstromnetzen. Nachteilig ist, dass die Basiskosten für Umrichter-Stationen erst bei größeren Entfernungen wirtschaftlich werden – ab 70 km auf See und ab mindestens 500 km auf dem Land.

Vorteile der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung:

- Untersee-Stromübertragung über große Distanzen möglich;
- Übertragung an Land mit Freiland- oder erdverlegten Leitungen möglich;
- Kombination aller drei Leistungsübertragungen möglich;
- Bei gleichen Masten höhere Übertragung von elektrischer Leistung und damit geringerer Flächenbedarf;
- Kein Blindleistungsbedarf der eigentlichen Leitung und damit Kabel über große Entfernungen einsetzbar Schalttechnik;
- bessere Ausnutzung der Leistungsisolierung;
- Transport großer Mengen Strom in wechselnder Richtung über große Entfernungen möglich.

Nachteile von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung:

- Es fehlt ausreichend schnelle Gleichstrom;
- Standardisierte Elektrotechnik noch in der Entwicklung;
- Weitgehend nur HGÜ-Punkt-zu-Punkt möglich und somit noch kein Betrieb von Übertragungsnetzen.

Vorteile von Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung:

- Derzeit wirtschaftliche Übertragung von elektrischer Energie bis etwa 600 km mit Freileitungen und bis zu achtzig Kilometer mit erdverlegten Leitungen;
- Ausgereifte Transformator- und Leistungsschaltertechnik vorhanden;
- Verschiedene Übertragungssysteme können vermischt werden;
- Standardisierte Elektrotechnik weitgehend vorhanden;
- Lebensdauer der Primärtechnik von 40 bis 80 Jahren [10].

Weltweit wurden seit 1945 ca. 10.500 km HGÜ-Erdkabelsysteme verlegt. HGÜ-Kabel, die im Betrieb sind, werden allgemein als technische und wirtschaftliche Erfolge dargestellt. So zum Beispiel die NordNed genannte HGÜ-Kabel-Verbindung Norwegen-Niederlande, die Leitung von Xiangjiaba nach Shanghai, die 410 Mio. Euro teure 400-kV HGÜ-Leitung zwischen Frankreich und Spanien, und die Nord E.ON 1, die erste HGÜ-Anbindung der Welt eines Offshore-Windparks.

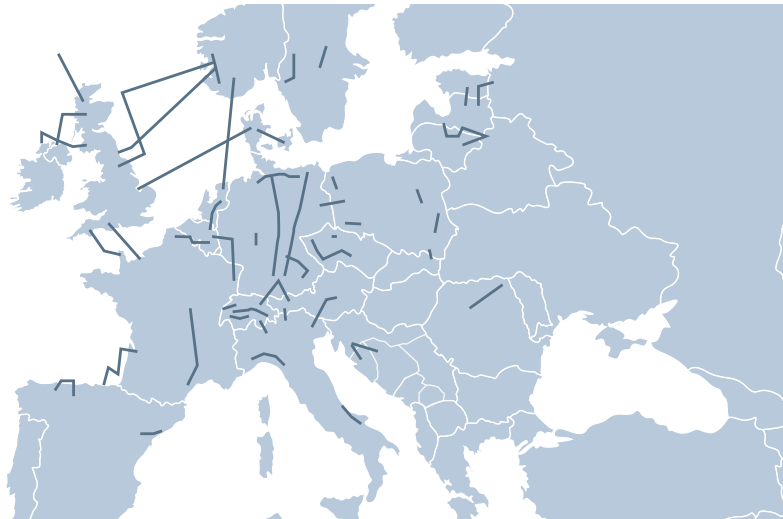


Abb. 3.2.1.5.1: New Power grids in Europe | Quelle: AEE 2016, Entsoe | Abb: RENAC

Große Projekte in Planung

Das Desertec-Konzept, das Strom aus Nordafrika nach Europa bringen will, möchte auf HGÜ-Leitungen aus der MENA-Region nach Europa setzen. Allerdings stockt das Projekt momentan, wegen der derzeit politisch unübersichtlichen Situation in der Region.

Für ein deutsch-norwegisches HGÜ-Kabel (NorGer) hat das für Raumordnung zuständige niedersächsische Landesentwicklungs-Ministerium im Frühjahr 2011 das Raumordnungsverfahren abgeschlossen. Das mehr als 600 km lange Untersee- und Landkabel mit einer Übertragungskapazität von 1.400 MW soll Strom von der Südspitze Norwegens bei Kristiansand durch das Skagerrak und die Nordsee nach Deutschland übertragen. Der ursprünglich für 2015 geplante Betriebsstart ist auf 2020 oder später verschoben worden, weil das Südnorwegische Stromnetz zuerst für die neuen Anforderungen ausgebaut werden muss. Die norwegische Regierung hat die erforderlichen Lizenzen für den Bau der ersten Stromverbindung „Nord.Link“ zwischen Norwegen und Deutschland an den norwegischen Stromnetzbetreiber Statnett erteilt. Auch auf der deutschen Seite liegen die Genehmigungen vor. Es handelt sich hierbei um ein deutsch-norwegisches Gemeinschaftsprojekt, an dem zu jeweils 50% der norwegische Netzbetreiber Statnett sowie die DC Nordseekabel GmbH & Co. KG beteiligt sind. Das 623 km lange Gleichstrom-Seekabel soll eine Übertragungskapazität von 1.400 MW haben und bis 2020 errichtet werden.

Eine HGÜ-Leitung sollte ab Mitte 2019 die nationalen Energieversorgungssysteme Äthiopiens und Kenias miteinander verbinden. Ziel ist es, die großen Wasserkraftpotenziale

Äthiopiens für die gesamte Region nutzbar machen. Das Finanzierungsvolumen in Höhe von umgerechnet 610 Mio. Euro der neuen Ethiopia-Kenya Power Systems Interconnection wurde größtenteils von der African Development Bank und der Weltbank finanziert. Mit dem Bau der mehr als 1.000 km langen HGÜ-Leitung ist im September 2013 begonnen worden. Mit der Fertigstellung ist nicht vor 2020 zu rechnen.

SuedLink als Meilenstein-Projekt für Deutschland

SuedLink soll durch Windkraft erzeugten Strom vom Norden in den Süden Deutschlands liefern. Dabei kombiniert das Energieübertragungsprojekt HGÜ mit Erdverkabelung. Haupttreiber für die Verlegung von HGÜ-Leitungen in die Erde sind:

- Sinkende Akzeptanz von Freileitungen;
- Steigende Bevölkerungsdichte;
- Zunehmende Notwendigkeit zur Querung geschützter Gebiete;
- Verstärktes Sicherheitsbewusstsein.

Das 700 km lange Übertragungssystem hat eine Übertragungsleistung von 2 x 2 GW bei einer Spannung von bis zu 525 kV. Das Unternehmen ILF Consulting Engineers wurde mit



Abb. 3.2.1.5.2: Suedlink – Trassenführungsmöglichkeiten | Quelle: ILF Consulting Engineers | Abb: RENAC

der Rolle des Ingenieurberaters des Bauherrn betraut und erhielt als federführender Partner in einer Arbeitsgemeinschaft den Auftrag für die Genehmigungsplanung. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2025 vorgesehen.

Steigender Bedarf an HGÜ-Leitungen

Auf europäischer Ebene einen einheitlichen Weg bei Bau, Ausbauziele und Finanzierung für HGÜ-Projekte zu finden, ist schwieriger: Die zeitaufwendigen politischen Diskussionen in Brüssel werden von unterschiedlichen nationalen Interessen bestimmt – obwohl von technischer Seite keine Zweifel an Notwendigkeit und Sinn weiterer HGÜ-Leitungen bestehen. Strom wird über die verbundenen HGÜ Leitungen ge- und verkauft, entsprechend der Notwendigkeiten.

Der Bedarf an leistungsstarken Gleichstromleitungen wird beispielsweise durch den Ausbau der Daten-Technologien weltweit steigen. Rund 12% des deutschen Stromverbrauchs wird bereits jetzt für den Betrieb elektronischer Daten Geräte benötigt. Laut einem Report von Greenpeace USA haben Cloud Dienstleistungen 2011 (jüngste verfügbare Schätzung) 684 TWh Energie verbraucht – bis 2020 wird sich der Stromverbrauch für Internetaktivitäten verdreifachen. Apple, Facebook, Google und SAP wollen ihre Datenzentren und Büros zudem bald zu 100% mit grünem Strom betreiben. Auch deshalb ist der zukunftsorientierte Ausbau von HGÜ eine sinnvolle Investition. Große Rechenzentren benötigen jetzt schon je Einheit 100 MW Gleichstrom-Anschlussleistung. Die deutschen Rechenzentren verbrauchen zwar erst 3% des deutschen Stroms, doch der Bedarf wächst ständig.

3.2.2 Gasnetze

Michel Kneller

Gasnetze wird im Hinblick auf die Energiewende wegen ihrer Größe und ihres großen Speichervolumens eine besondere Bedeutung zugemessen: In Solar- und Windkraftanlagen volatil erzeugter Strom kann durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden. Es besteht die Möglichkeit, den Wasserstoff in bestehende Gasnetze in begrenzten Mengen einzuspeisen und mit dem Erdgas zu vermischen. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Wasserstoff via Methanisierung (vgl. Kap. 3.3.4.2) von CO₂ in Methan umzuwandeln. Dieses Power-to-Gas-Verfahren befindet sich noch in der Entwicklung, könnte aber künftig Abregelungen von Lastspitzen in Solar- und Windparks vermeiden. Das bestehende Pipelinesnetzwerk sowie vorhandene Erdgasspeicher können in Zukunft genutzt werden, um diese erheblichen Mengen an Energie (in Form von Gas) zwischenzulagern, bevor es zu den Verbrauchern transportiert wird. Weltweit existiert eine Gaspipeline-

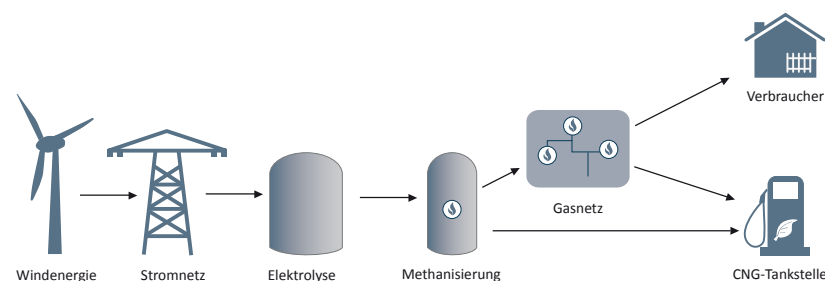


Abb. 3.2.2.1: Speicherung und Verteilung von erneuerbaren Energien | Quelle: RENAC

Infrastruktur von ca. 2,9 Mio. km. Allein in den USA stehen ca. 2 Mio. km zur Verfügung [14].

Diese genannten Längen stellen nur die Hauptverbindungsleitungen dar, wobei Verteilungsleitungen zu den Endverbrauchern noch nicht berücksichtigt sind. Diese Leitungen ergeben, je nach Druck und Durchmesser, ein enormes Potenzial, um darin Gas (und somit Energie), zu transportieren und zwischenzulagern. Das deutsche Gasnetz alleine hat ein Speicherpotential von ca. 130 TWh [24]. Das Pipelinesnetz, sowie eine Vielzahl von Untergrundspeichern rund um den Globus mit einer Speicherkapazität von insgesamt ca. 430 Mrd. Normkubikmetern Erdgas [22], könnten in Zukunft sowohl zur Speicherung als auch zum Transport von erneuerbaren Energien genutzt werden. Um erneuerbare Energien in bestehende Gasnetze und Speicher zu integrieren, müssten Betreiber allerdings bereit sein, auf naturgegebene Produktionsschwankungen zu reagieren. Die Gas-

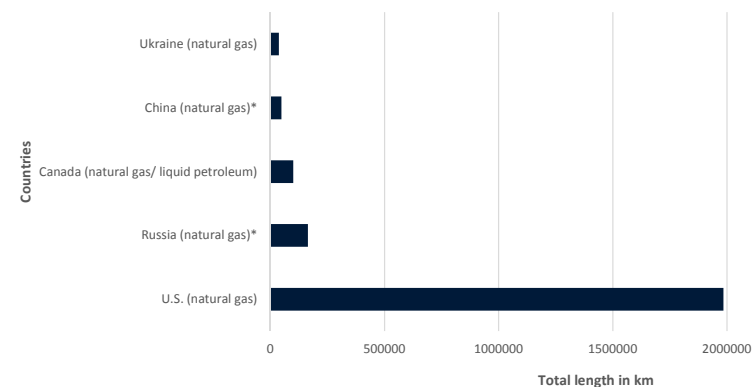


Abb. 3.2.2.2: Gas Pipelines Weltweit | Quelle: statista.com

produktion basierend auf erneuerbaren Energien (und daraus resultierenden Stromspitzen) wird weitaus mehr fluktuieren als bisher im Normalbetrieb.

Bei der Einspeisung in ein bestehendes Erdgasnetz wird zwischen Austausch- und Zusatzgasen unterschieden. Beim Einspeisen von Wasserstoff in ein bestehendes Erdgasnetz sind gewisse Grenzwerte zu beachten, weil das Gas unter anderem einen direkten Einfluss auf den Heizwert und damit den Wobbe Index hat, der Qualität und Austauschbarkeit von Brenngasen beschreibt. Der erzeugte Wasserstoff kann daher nur ein Zusatzgas sein und in begrenzten Mengen eingespeist werden. Das deutsche DVGW Regelwerk ermöglicht zum Beispiel eine Einspeisung von Wasserstoff in ein bestehendes Erdgasnetz im mittleren einstelligen Prozentbereich, während die DIN Norm 51624 (ersetzt durch EN Norm 16723) bis zu 2 Volumenprozent zulässt. Das durch Methanisierung erzeugte Methan wiederum kann, nach einer entsprechenden Gasaufbereitung, in ein bestehendes Erdgasnetz ohne Einschränkung eingespeist und zwischengespeichert werden.

3.2.3 Wärme- und Kältenetze

Arno Stomberg

Um das Ziel zu erreichen, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80% zu verringern, muss die Effizienz der Energieerzeugung (Strom und Wärme) deutlich verbessert werden. Einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Energieeffizienz bei der Stromerzeugung kann der verstärkte Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) leisten. Zur verbesserten Abwärmenutzung müssen die Nah- und Fernwärmenetze dringend ausgebaut werden. In Nahwärmenetzen wird Wärme über relativ kurze Distanzen übertragen. Im Unterschied dazu wird Fernwärme häufig als Koppelprodukt in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugt und über größere Distanzen transportiert. Mittels Wärmenetze wird beispielsweise die im Blockheizkraftwerk (BHKW) einer Biogasanlage oder in einem Biomasseheizkraftwerk zentral erzeugte Wärme den Kunden zur Raumheizung, zur Trinkwassererwärmung oder als Prozesswärme in industriellen Anlagen geliefert. Als Wärmeträger fungiert in der Regel aufbereitetes Wasser, wobei – abhängig vom Temperaturniveau der Wärmeerzeugung und vom Bedarf beim Kunden – auch Dampf als Energieträger eingesetzt werden kann. Der Wärmetransport erfolgt über ein Rohrleitungssystem mit Vor- und Rücklaufleitung. Über die Vorlaufleitung wird die Wärme zum Verbraucher transportiert und dort entweder direkt oder indirekt über einen Wärmetauscher in das Wärmenetz des Nutzers übertragen.

Über die Rücklaufleitung fließt das abgekühlte Wasser zurück zum Wärmeerzeuger, wo es erneut erwärmt wird, das Wärmenetz ist ein geschlossener Kreislauf. Wärmenetze

bestehen meist aus wärmegeprägten Rohren, im Temperaturbereich bis 140°C überwiegend Kunststoffmantelrohre (KMR – Stahlrohre mit einer Wärmedämmung aus Hartschaum und einem Außenmantel aus PE-HD). Bei niedrigen Temperaturen bis ca. 80°C können flexible Kunststoff-Rohrleitungen eingesetzt werden. Möglich sind im niedrigen Temperaturbereich auch Doppelrohrsysteme: hier sind Vor- und Rücklaufleitung in einem Rohrleitungspaket zusammengefasst. Hierdurch können die Verlegekosten signifikant reduziert werden. Die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen wird bestimmt durch die Brennstoffkosten, die Leitungsdimensionierung und die abgenommene Wärme je Trassenlänge (Wärmebelegungsichte).

Gut geeignet als Abnehmer für Nahwärmeversorgung sind Objekte mit kontinuierlichem Wärmebedarf, wie zum Beispiel:

- Schwimmbäder;
- Mehrgeschossige Wohnbauten;
- Bürogebäude, Krankenhäuser, Schulen, Verwaltungsgebäude;
- Wohngebiete mit dichter Bebauung;
- Gewerbebetriebe.

Demgegenüber sind Neubaugebiete und Passivhäuser, ebenso wie weit entfernte Objekte für wirtschaftliche Wärmeversorgung über Nahwärmenetze eher ungeeignet.



Abb. 3.2.3.1: Nah- und Fernwärmenetz | Quelle: Pixabay

Die Wärmeversorgung wird über Wärmelieferverträge privatrechtlich zwischen den Partnern vereinbart. Diese werden entweder auf Grundlage der Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVB-FernwärmeV, regelt die Lieferpflicht des Versorgers und die Abnahmepflicht des Kunden) oder auf Basis eines alternativen Modells ausgearbeitet und in der Regel auf zehn Jahre festgeschrieben. Mit Wärme aus dem Netz kann auch Kälte erzeugt werden. Hierbei wird anstelle einer elektrisch betriebenen Kompressionskältemaschine eine Adsorptionskältemaschine eingesetzt.

Über entsprechend dimensionierte Netze gelangt die erzeugte Kälte zu den Verbrauchsstellen. Dessen wirtschaftliche Nutzung setzt hohen und möglichst kontinuierlichen Kältebedarf voraus. Der Einsatz von Adsorptionskältemaschinen kann dazu beitragen, dass Wärmenetze in Jahreszeiten mit geringem Wärme- und erhöhtem Kältebedarf deutlich besser ausgelastet werden. Vor dem Hintergrund der Energiewende soll Kraft-Wärme-Kopplung den Einsatz von Nutzwärme beziehungsweise -kälte optimieren. Entsprechend fordert das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen. Hierzu soll auf Basis der Novelle des KWKG 2017 ebenfalls ein Ausschreibungsverfahren für die Förderung von KWK-Anlagen mit Leistungen zwischen 1-50 MW beitragen. Weiterhin führen entsprechende Regelungen in EEG und Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz zu indirekter Förderung von Wärmenetzen. Aktuell existieren mehrere Förderprogramme (Anbieter sind unter anderen: KfW, BAFA, BMWi). Seit 2017 werden erstmals auch Wärmenetze (Gesamtsysteme) gefördert.

Quellen Kapitel 3.2

- /1/ BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Online: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.
- /2/ BMWi (2016): Grünbuch Energieeffizienz. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. online: https://www.gruenbuchenergieeffizienz.de/fileadmin/redaktion/Energieeffizienz/bmwi_bro_gruenbuch_energieeffizienz_web_bf.pdf [14.06.2017].
- /3/ BMWi (2016c): Impulspapier Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Online: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/impulspapier-strom-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=21 [14.06.2017].
- /4/ dena (2016). Roadmap Demand Side Management - Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem. Berlin, Deutsche Energie-Agentur GmbH.
- /5/ ECOFYS (2014). Flexibility options in electricity systems, report for the European Copper Institute, Köln
- /6/ SIM4BLOCKS (2018). Sim4Blocks Project funded by the European Union's Horizon 2020 research innovation programme under grant agreement No. 695965. Online: <https://www.sim4blocks.eu/>

- /7/ SOLAR (2018): Demonstration und Durchführbarkeitsstudie für ein neuartiges System zur Realisierung hoher Quoten der Einspeisung, fluktuierender erneuerbaren Energien ohne Lastgangmessung im Stromnetz (SoLAR). Landesanstalt für Umwelt, Baden-Württemberg. Online: <http://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/126531/?COMMAND=DisplayBericht&FIS=203&OBJECT=126531&MODE=METADATA3>
- /8/ „Smart Grid“ und „Smart Market“ Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich ändernden Energieversorgungssystems. (Dezember 2011).
- /9/ <https://de.wikipedia.org/wiki/Drei-Schluchten-Talsperre>
- /10/ Welt der Physik/ CC by-nc-nd hermann-Friedrich Wagner/ 17. August. 2017)
- /11/ Liste der HGÜ Anlagen, https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_HG%C3%9C-Anlagen abgerufen am 9. Juli 2018
- /12/ Greenpeace, 2014: Clicking Clean: How Companies are Creating the Green Internet
- /13/ AEE, Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2016: Energiewendeatlas Deutschland 2030
- /14/ Pipelines, CIA Factbook, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/2117.html>
- /15/ <https://www.statista.com/statistics/267883/total-length-of-planned-product-pipelines-since-2010/>
- /16/ https://www.gie.eu/conference/USB/GIE/GIE_Brochure_Towards_the_Paris_Agreement_March2018.pdf
- /17/ https://www.gie.eu/conference/USB/GIE/GIE_Brochure_Towards_A_Sustainable_Future_March2018.pdf
- /18/ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>
- /19/ <https://www.emw-online.com/ausgaben/5389/e-m-w/18/3/gruenes-gas>
- /20/ http://publications.gc.ca/collections/collection_2018/cnrc-nrc/NR16-190-2017-eng.pdf
- /21/ <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>
- /22/ <http://www.cedigaz.org/documents/2017/Overview%20of%20underground%20gas%20storage%20in%20the%20world%202017%20v1.pdf>
- /23/ https://www.dvgw-ebi.de/download/ewp_1116_50-59_Kroeger.pdf
- /24/ <http://www.stoffstrom.org/fileadmin/userdaten/dokumente/Veranstaltungen/EST/07.pdf>

3.3 Speicherung

3.3.1 Mechanische Speicherung

3.3.1.1 Pumpspeicherkraftwerke

Annika Magdowski, Jerrit Hilgedieck, Martin Kaltschmitt

Pumpspeicherkraftwerke stellen mit einem Anteil von mehr als 90% an installierter weltweiter Speicherkapazität für elektrische Energie die bedeutendste und bisher nahezu einzige kommerziell verfügbare Speichertechnologie für Leistungen mit Multi-MW-Bereich dar [1, 2, 3].

Technologie und Stand der Technik

Pumpspeicherkraftwerke bestehen typischerweise aus einem Ober- (auch Speicher-) und einem Unterbecken. Dazwischen liegt das Krafthaus, in dem sowohl Pumpen, samt dazu gehöriger Motoren, als auch Turbinen, verbunden mit entsprechenden Generatoren, installiert sind. Ober- und Unterbecken sind über ausreichend dimensionierte Rohrleitungen miteinander verbunden. Das Ober- bzw. Unterbecken kann jeweils ein natürlich vorhandener oder künstlich angelegter See sein; auch Kombinationen sind möglich (z.B. ein künstlich vergrößerter See). Unter bestimmten Bedingungen kann als Unterbecken auch ein größerer Fluss mit einem ausreichenden Wasserdurchfluss dienen.

In einem Pumpspeicherkraftwerk wird Wasser durch die Rohrleitungen von einem niedrigen geodätischen Niveau auf ein höher gelegenes Niveau gepumpt. Damit wird in solchen Anlagen zunächst elektrische Energie in potenzielle Energie des Wassers im Oberbecken (Lageenergie) umgewandelt. Dies passiert im Regelfall dann, wenn elektrische Energie kostengünstig und/oder im Überschuss vorhanden ist. Diese Energie kann dann im Oberbecken in Form potenzieller Energie beliebig lange gespeichert werden. Wird diese Energie benötigt (d.h. eine entsprechende Stromnachfrage und/oder hohe Marktpreise für elektrische Energie sind gegeben), wird das Wasser durch Rohrleitungen über die vorhandenen Turbinen, die über entsprechend angetriebene Generatoren wieder elektrische Energie erzeugen, auf das Niveau des Unterbeckens abgelassen (siehe Abb. 3.3.1.1). [4] Die im Wasser des Oberbeckens speicherbare potenzielle Energie (E_{ps}) ergibt sich aus der Dichte des Wassers (ρ), der Erdbeschleunigung (g), der Höhendifferenz zwischen Unter- und Oberbecken (h), d.h. der nutzbaren Fallhöhe und dem verfügbaren Volumen (V) im Oberbecken (Gleichung 1). Demnach ergibt sich beispielsweise bei einer durchschnittlichen Fallhöhe von rund 300 m eine speicherbare Energie von knapp 1 kWh pro Kubikmeter Wasser [5,6].

$$(1) E_{ps} = \rho g h V$$

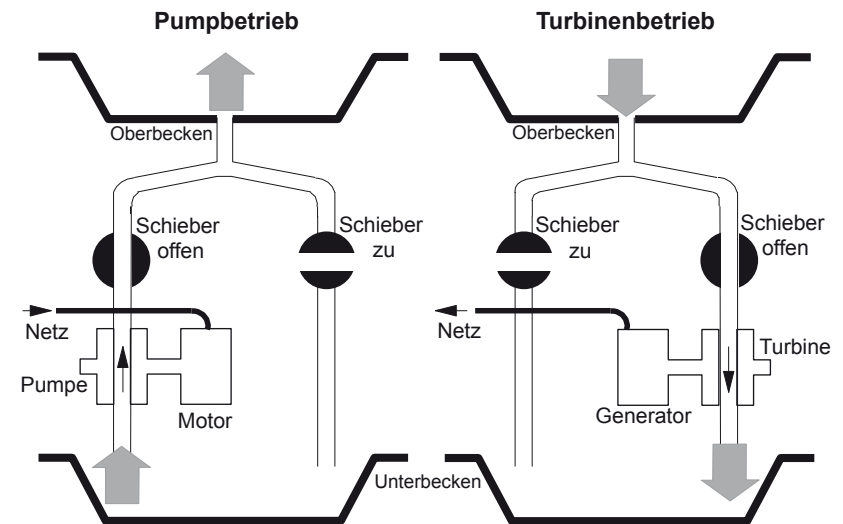


Abb. 3.3.1.1.1: Arbeitsweise eines Pumpspeicherkraftwerkes | Quelle: Springer-Vieweg

Die in einem derartigen Pumpspeicherkraftwerk speicherbare elektrische Energie hängt damit primär von der Größe des Speicherbeckens und der Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterwasser ab. Beides wird von den geografischen Gegebenheiten eines potenziellen Standorts wesentlich mitbestimmt und kann oft nur begrenzt beeinflusst werden (z.B. Vergrößerung eines Sees). Die elektrische Pump- bzw. Erzeugungsleistung wird wesentlich durch den technisch umsetzbaren Volumenstrom (d.h. Rohrlleistungsdurchmesser) und die installierte Leistung der Pumpen bzw. der Generatoren bestimmt. Die Speicherverluste setzen sich aus den Verlusten von Pumpe und Motor, Turbine und Generator, den Rohrleitungen sowie den Wasserverlusten durch Verdunstung und Versickerung zusammen. Dies führt in der Summe zu den gesamten Speicherverlusten (η_{ges}), die den theoretischen Energiegehalt des pumpbaren Wassers auf das reale Arbeitsvermögen

$$(2) W_{ps} = E_{ps} \eta_{ges}$$

reduzieren. Heute erreichen größere, moderne Pumpspeicherkraftwerke unter günstigen topografischen Verhältnissen Wirkungsgrade von rund 80%. Diese sind aufgrund der ausgereiften Technologie und physikalisch unvermeidbarer Verluste kaum signifikant verbesserungsfähig [6].

Weltweit sind aktuell Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten Erzeugungsleistung von rund 150 GW in Betrieb [2]. In den EU-27-Staaten steht eine elektrische Leistung

von 40,3 GW zur Verfügung [7]. Der Großteil der in Europa installierten elektrischen Leistungen befindet sich in Skandinavien sowie in der Alpenregion – aufgrund der dort vorhandenen guten geografischen Voraussetzungen. In Norwegen ist mit einem Speichervermögen von 84 TWh der größte Anteil installiert; allein hier befinden sich rund die Hälfte der europäischen Speicherkapazitäten. Die vorhandenen Pumpspeicherkapazitäten in Schweden liegen bei 34 TWh sowie in Österreich und der Schweiz zusammen bei 30 TWh [8]. Diese Anlagen können – je nach individueller Speichergröße und Anlagenauslegung – über Tage, teilweise sogar über Wochen, mit voller Pumpen- bzw. Turbinenleistung betrieben werden. In Deutschland ist aktuell ein Arbeitsvermögen von rund 0,04 TWh mit einer Turbinenleistung von 6,4 GW installiert [1,9]; d.h. in den deutschen Mittelgebirgen sind eine Vielzahl z.T. sehr kleiner Pumpspeicheranlagen vorhanden. Sie können nur eine sehr begrenzte elektrische Leistung bereitstellen, die zudem nur im Bereich weniger Minuten zur Verfügung steht.

Moderne Pumpspeicherkraftwerke sind sehr flexible Anlagen. Sie können z.T. Leistungsänderungen von 100% der Nennleistung pro Minute realisieren und sind teilweise durch eine sehr weitgehende Teillastfähigkeit charakterisiert (z.B. von 10 bis 100% der installierten Nennleistung) [4]. Die durchschnittliche technische Lebensdauer dieser Anlagen wird bei entsprechender Wartung mit bis zu hundert und mehr Jahren angegeben [6].

Nutzen

Ursprünglich wurden Pumpspeicherkraftwerke dazu eingesetzt, Grundlaststrom aus Schwachlastzeiten in Zeiten mit sehr hoher Nachfrage nach elektrischer Energie zu verlagern. Dazu wurde zu ausgewählten Nachtstunden und an Wochenenden mithilfe von Grundlaststrom (z.B. aus Braunkohlekraftwerken) Wasser vom Unter- in das Oberbecken gepumpt. Während der Mittagsstunden der Werkzeuge wurde dieses Wasser dann über Turbinen mit dem Ziel der Rückverstromung wieder in das Unterbecken abgelassen (d. h. relativ wenige Lastzyklen pro Woche) [4]. Diese klassische Fahrweise ist aktuell nur noch in Ländern mit einem geringen Anteil an volatilen Energieträgern möglich. In Ländern mit steigenden Anteilen einer fluktuierenden Stromerzeugung, und damit einem forcierten Ausbau von Windkraft und Solarenergie, werden Pumpspeicherkraftwerke – aufgrund ihrer hohen Flexibilität – tendenziell immer mehr als schnelle Speicher für nicht unmittelbar nutzbare Energiemengen im Stromnetz eingesetzt. Neben diesem Ausgleich der fluktuierenden Solar- und Windstrom-Erzeugung werden sie auch vermehrt zur Erbringung von Netzdienstleistungen (u.a. Frequenzerhaltung, Spannungshaltung, Bereitstellung von Schwarzstartkapazität) genutzt.

In Deutschland haben Pumpspeicher jedoch jüngst – trotz der generellen Tendenz, dass mit einer zunehmenden Integration einer Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen die Speichernotwendigkeit zunehmen wird – infolge des bisherigen Ausbaugrades der

photovoltaischen Stromerzeugung an energiewirtschaftlicher Bedeutung verloren. Bei dem derzeitigen Anteil des Photovoltaikstroms im gesamten Stromversorgungssystem wird durch Solarstrom die Mittagsspitze der verbleibenden Stromnachfrage im Netz häufig nahezu vollständig gekappt. Die vom verbleibenden Kraftwerkspark noch zu deckende Nachfrage ist deshalb in der Tendenz ausgeglichener (sogenannter „peak-shaving-Effekt“). Daher ist auch der Spread (d.h. die Differenz der Marktpreise zwischen Spitzen- und Grundlaststrom) in den letzten Jahren merklich gesunken. Dieser Effekt dürfte sich aber mit einem weiteren Ausbau der Solarstromerzeugung wieder umkehren. Deshalb ist zu erwarten, dass Pumpspeicherkraftwerke in einem zukünftig durch deutlich höhere Anteile einer fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Solarstrom gekennzeichneten Stromversorgungssystem vermehrt die Rolle eines Massenspeichers übernehmen müssen, solange andere Stromspeichertechnologien noch nicht technisch ausgereift und ökonomisch darstellbar sind.

Neue energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen – Marktsituation

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für das traditionelle Geschäftsmodell von Pumpspeicherkraftwerken – die wirtschaftliche Nutzung der Differenz zwischen Strompreisen zu Zeiten hoher und niedriger Nachfrage (Arbitragehandel) – sind gegenwärtig in Ländern mit einer steigenden fluktuierenden Stromerzeugung wie z. B. Deutschland kaum noch gegeben [10]. Dies liegt u. a. am generellen Rückgang der Börsenpreise für Strom in Deutschland seit 2008 sowie an der kleiner werdenden Preisdifferenz zwischen Grund- und Spitzenlaststrom (infolge des peak-shaving-Effekts; siehe oben). Deshalb trägt die Bereitstellung von Systemdienstleistungen mittlerweile merklich zum Deckungsbeitrag von Pumpspeicherkraftwerken bei. Aber auch im Regelleistungsmarkt führt der zunehmende Wettbewerb zu sinkenden Preisen und damit zu fallenden Deckungsbeiträgen. Parallel dazu steigen durch die vermehrten Pump- und Turbinenvorgänge – und damit die höheren Anforderungen an die einzelnen Komponenten der Pumpspeicherkraftwerke – die Instandhaltungskosten [10].

Durchschnittliche Investitionskosten von Pumpspeicherkraftwerken werden mit rund 500 bis 1.000 Euro/kW angegeben; sie sind außerordentlich stark standortabhängig und können je nach örtlichen Gegebenheiten, Fallhöhe und Verfügbarkeit eines – wie auch immer weiter auszubauenden – natürlichen Beckens erheblich schwanken [1, 6, 11].

Prognosen

Pumpspeicherkraftwerke sind die einzigen bisher großtechnisch verfügbaren Speicher für elektrische Energie. Sie sind damit in einem zunehmend durch erneuerbare Energien geprägten Stromversorgungssystem und einer angestrebten weiterhin sehr hohen Versorgungssicherheit unverzichtbar. Deshalb dürften sich bei einem weiteren Ausbau einer

Wind- und Solarstromerzeugung die Rahmenbedingungen im Energiesystem zunehmend so verändern, dass erneut ein wirtschaftlicher Betrieb derartiger Kraftwerksanlagen gewährleistet ist.

Weltweit sind derzeit Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von rund 14 GW in Planung bzw. Bau. Größte Anlage ist die 2016 angekündigte Revelstoke Hydro Battery in Kanada mit einer Leistung von 4 GW. Der Großteil der aktuell in Planung befindlichen Anlagen befindet sich in Nordamerika [3]. In Europa ist das größte Ausbaupotenzial in Norwegen vorhanden. Hier könnte die Speicherkapazität um rund 84 TWh erweitert – und damit nahezu verdoppelt – werden [8]. Aber auch in anderen europäischen Ländern sind noch Ausbaupotenziale vorhanden. Beispielsweise wären im deutschen Westen und Südwesten ca. 3,5 GW Leistung bei einem Arbeitsvolumen von ca. 14 GWh erschließbar [7]. Aufgrund des derzeit potenziell unwirtschaftlichen Betriebs ist in naher Zukunft jedoch nur von einem sehr begrenzten weiteren Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland auszugehen. Im Rahmen des europäischen Verbundsystems werden auch Ausbaupotenziale gesehen, indem zusätzlich nutzbare Kapazitäten u. a. in der Schweiz, Österreich oder Norwegen durch den Bau von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstrassen für die jeweiligen Anrainerstaaten nutzbar gemacht werden könnten; aber auch dies sind eher Zukunftsoptionen.

Alternativ dazu werden auch andere Ansätze diskutiert: Kleinere, dezentrale Pumpspeicherkraftwerke könnten mit unterirdischen Becken (z.B. ehemalige Bergwerke), in Tagebaurestlöchern oder auf Abraumhalden installiert werden. Zusätzlich wird auch die Erweiterung der Turbinensätze von vorhandenen Speicher- und Laufwasserkraftwerken durch Pumpen untersucht; hier soll dann der Oberlauf als (begrenzt) Speicherbecken dienen. Solche Ansätze bedeuten aber relativ geringe Leistungen und oft nur sehr begrenzte Arbeitsmengen – und das bei einem z.T. erheblichen technischen Aufwand.

Längerfristig haben Pumpspeicherkraftwerke durchaus eine Zukunft und eine wesentliche Rolle in einem zunehmend „regenerativen“ Stromversorgungssystem. Jedoch können aus heutiger Sicht die weltweit vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke langfristig nicht den gesamten elektrischen Speicherbedarf des jeweiligen Stromversorgungssystems alleine decken, wenn die volatilen Anteile durch höhere Wind- und Solarstromanteile sukzessive immer weiter zunehmen. Deshalb müssen zusätzlich weitere großtechnische Stromspeichertechnologien entwickelt werden. Dazu gehören sowohl unmittelbare Stromspeicher (z.B. Batterien) als auch indirekte Speicher (z.B. Sektorenkopplung).

3.3.1.2 Lage-Energie-Speicher

Reinhard Fritzer

Lageenergiespeicher sind technisches Neuland. Es gibt verschiedene Methoden bzw. Forschungsansätze, Pilotprojekte und Projektideen, aber bis zur Marktreife von Produkten wird es noch dauern. Das Prinzip der Lageenergiespeicherung: Durch die Aufbringung von Arbeit im physikalischen Sinn über einen bestimmten Zeitraum, indem z.B. ein Gewicht in eine höhere Position gehoben wird, wird Energie gespeichert.

Alle Projektansätze gleichen sich bisher insofern, dass eine feste Masse (wie Beton, Fels, o.ä.), mittels (hydraulischem) Druck angehoben wird. Die dabei benötigte Energie wird dann als Lageenergie gespeichert. Zur Nutzung dieser gespeicherten Energie, wird die jeweilige Masse wieder auf ein niedrigeres Niveau abgelassen und die dabei frei werdende Energie z.B. in elektrische Energie umgewandelt und ins Stromnetz eingespeist.

Systeme zur Lageenergiespeicherung verfügen über hydraulische Pumpen bzw. Turbinen, mit denen der Druck aufgebaut wird bzw. mit denen die Potenzialenergie in kinetische Energie umgewandelt wird.

Es gibt starke Parallelitäten zur Technologie der Pumpspeicherung. Jedoch ist beim Pumpspeicherkraftwerk das Wasser selbst der Energieträger, der zwischen zwei Becken ausgetauscht wird. Bei den Lageenergiespeichern ist das Medium meist ein fester Kolben aus Beton, Gestein, oder sonstigem Festmaterial. Damit dieser feste Kolben mit hydraulischem Druck angehoben werden kann, ist ein geschlossenes System mit Dichtungen oder ähnlichen technischen Ausrüstungskomponenten erforderlich.

Es gibt jedoch auch andere Projektansätze, bei denen Hohlräume in Flüssigkeitsspeichern oder auf einer Wasseroberfläche (z.B. See/Meer) mittels Druckluft-Befüllung oder Flutung ihre Lage ändern und dabei Energie speichern bzw. freisetzen können. Auch dabei sind Pumpen und Turbinen sowie entsprechende Abdichtungssysteme erforderlich.

3.3.1.3 Druckluftspeicherung

Giw Zanganeh

Bei der Druckluftspeicherung nimmt ein elektrischer Motor Strom vom Netz ab, um einen Kompressor anzutreiben, der Luft auf einen gewünschten Druck komprimiert. Diese Druckluft wird in einem Behälter gespeichert – in einer Salzkaverne, einer Felskaverne oder sonstigem Druckbehälter. Wird der Strom wieder benötigt, strömt Druckluft in eine Turbine, die über einen Generator Strom produziert und ins Netz zurückspeist.

Diabatische (isotherme) Druckluftspeicher

Bei der Komprimierung der Luft entsteht Wärme (wie z.B. bei der Fahrradpumpe). Beim diabatischen Druckluftspeicher, wird diese Wärme entweder während oder nach der Komprimierung der Druckluft abgeleitet. Da die entstehende Wärme einen beträchtlichen Teil der genutzten Energie ausmacht (bis zu 60% des für die Komprimierung eingesetzten Stroms), senkt das Ableiten der Wärme die Gesamteffizienz des Systems. Denn vor der Expansion der abgekühlten Druckluft in der Turbine, muss die Luft weder erwärmt werden. Diabatische Druckluftspeicher nutzen hierzu Gasverbrennungsanlagen (siehe Abb. 3.3.1.3.1).

Bisher existieren zwei kommerzielle diabatische Druckluftspeicher: Eine Anlage in Huntorf (Deutschland) hat eine Kapazität von 640 MWh und eine Effizienz von 40%.

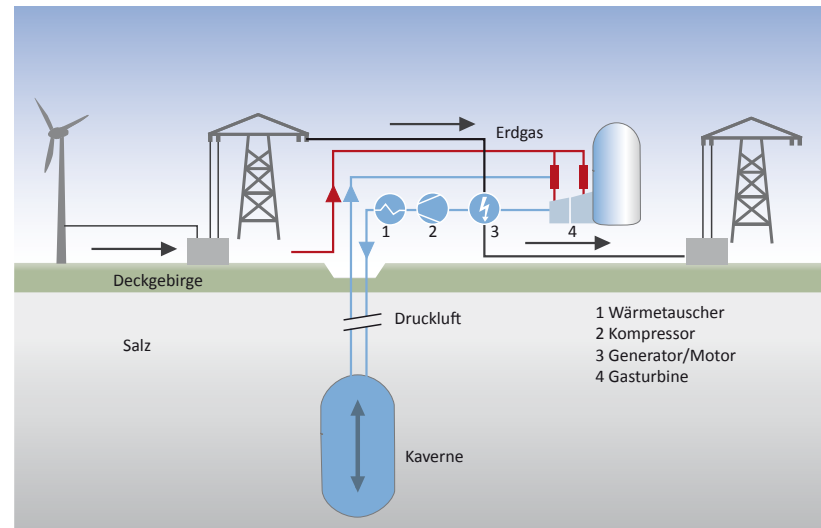


Abb. 3.3.1.3.1: Schema-Diabates-CAES-Kraftwerk | Abb: RENAC

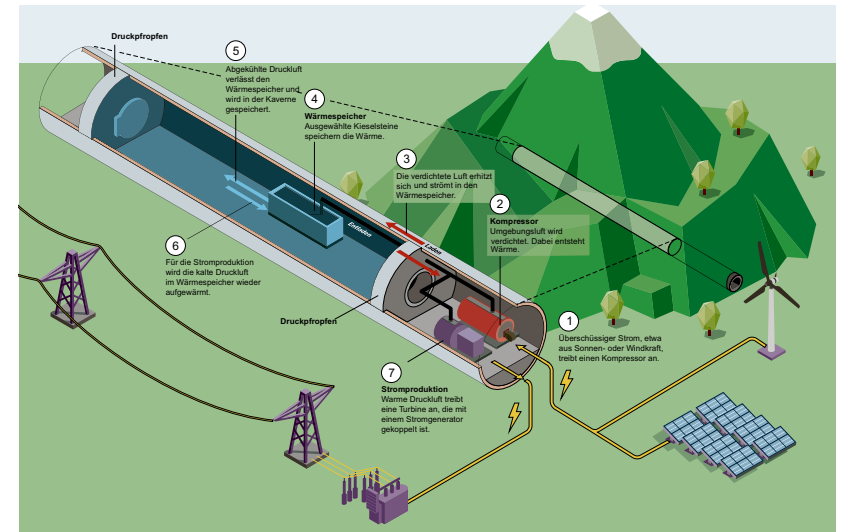


Abb. 3.3.1.3.2: Schema eines kommerziellen adiabatischen Druckluftkraftwerkes | Abb: Tages Anzeiger/ ALACAES

Die andere in McIntosh (USA) hat eine Kapazität von 2.860 MWh und eine Effizienz von 54% (mit Wärmerückgewinnung). Beide Anlagen nutzen unterirdische Salzkavernen als Druckluftbehälter. Der Bau einer weiteren Anlage in Irland wird gerade untersucht, ebenfalls mit einer Salzkaverne als Druckluftspeicher.

Adiabatische Druckluftspeicher

Bei adiabatischen Druckluftspeichern wird die erzeugte Wärme während der Komprimierung nicht ungenutzt abgeleitet, sondern in einem Wärmespeicher separat gesammelt. Diese Wärme wird dann in die Druckluft zurückgeleitet, bevor diese in die Turbine fließt (siehe Abb. 3.3.1.3.2). Deshalb ist bei adiabatischen Druckluftspeichern im Vergleich zu diabatischen Druckluftspeichern keine Erwärmung durch Gasverbrennung nötig. Die Gesamteffizienz steigt so auf 70 – 75% und die Entstehung von Treibhausgasen wird vermieden.

Eine Pilotanlage dieser Technologie wurde in den Schweizer Alpen getestet – mit einer Felskaverne als Druckbehälter und einem Steinbett als Wärmespeicher (siehe Abb. 3.3.1.3.3). Kommerziell genutzte adiabatische Druckluftspeicheranlagen gibt es noch nicht.

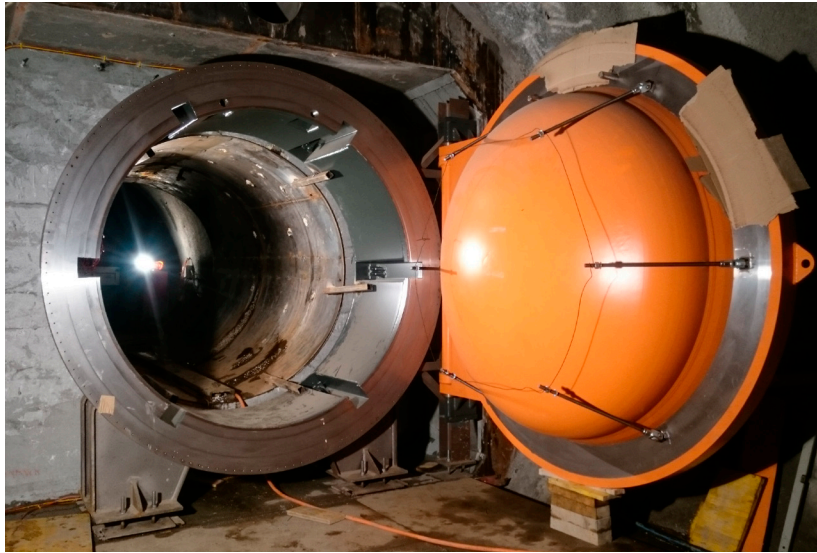


Abb. 3.3.1.3.3: Felskaverne als Druckbehälter | Quelle: zVg

Einsatzbereich

Druckluftspeicher eignen sich am besten für die Speicherung größerer Mengen Energie über mehrere Stunden oder Tage. Weil die geologischen Gegebenheiten passen müssen und Turbomaschinen eingesetzt werden, ist ein modularer Bau nicht möglich. Kostenvorteile lassen sich nur über die Anlagengröße erzielen. Deshalb sind diese Art Speicher erst für Leistungen ab circa 20 MW und Speicherkapazitäten ab circa 50 MWh wirtschaftlich interessant.

Mögliche Einsatzbereiche sind z.B. die Kombination mit Solar- oder Windkraftwerken, um die Stromproduktion dieser Anlagen dem Netzbedarf anzupassen. Möglich ist auch der Einsatz in strategischen Knotenpunkten im Stromnetz, um das Netz zu entlasten und den kostspieligen Ausbau des Stromtransportnetzes zu vermeiden.

3.3.2 Thermische Speicherung

Oliver Baudson, Jürgen Hogrefe

Unter den thermischen Speichern haben großtechnische thermische Salzspeichersysteme die bedeutendste industrielle Nutzung und Reife erlangt – insbesondere in konzentrierenden solarthermischen Kraftwerken (CSP).

Technologie-Überblick

Energie kann auf sehr unterschiedliche Arten gespeichert werden (siehe Abb. 3.3.2.1). Latentspeicher nutzen die Eigenschaft von Stoffen, dass bei Phasenwechselfvorgängen die Speichermedien (etwa Salz oder Paraffin) die Energie bei gleichbleibender Temperatur längere Zeit aufnehmen (durch Schmelzen oder Verdampfen) bzw. über einen längeren Zeitraum wieder abgeben können (durch Erstarren oder Kondensieren).

Thermochemische Speicher nutzen den Effekt, dass bei manchen chemische Verbindungs- bzw. Zersetzungsreaktionen hohe Mengen an thermischer Energie aufgenommen (endotherme Reaktionen) bzw. freigesetzt werden (exotherme Reaktionen).

Die sensible Wärmespeicherung erfolgt durch die Erhöhung der Temperatur eines Speichermediums. Diese Materialien/Medien können fest oder flüssig sein. Flüssige Medien haben den Vorteil, dass sie den Transport der Wärme von der Anlage direkt in den Speicher selbst leisten können. Als Stand der Technik gelten große Salzspeicherspeicher. Daneben sind Feststoffspeicher für das Wärmeträgermedium Luft im MWh Maßstab

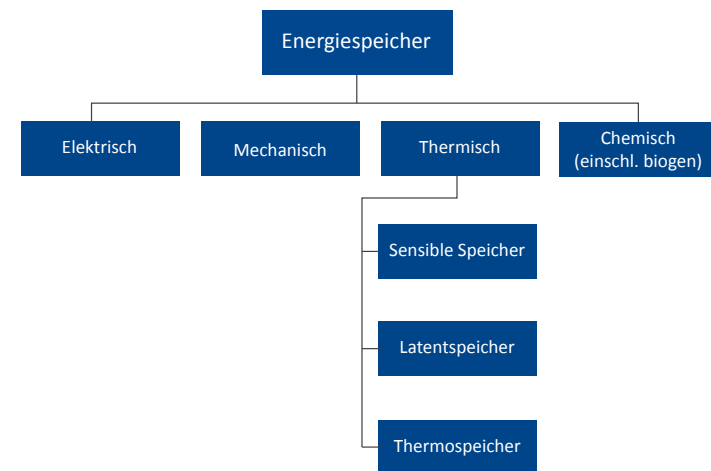


Abb. 3.3.2.1 Thermische Energiespeicher nutzen Energie in Form von Wärme | Abb: RENAC

nachgewiesen. Zudem werden Forschungsarbeiten durchgeführt, um Hochtemperaturwärme kostengünstig in Feststoffen zu speichern, beispielsweise in festen Schüttungen aus Gestein oder in keramische Partikeln (Sand).

Anforderungen an flüssige Wärmespeichermedien (Fluide)

Bei der industriellen Anwendung werden an flüssige Wärmespeichermedien folgende Anforderungen gestellt:

- Sie müssen im kompletten Betriebstemperaturbereich flüssig und gut zu pumpen sein. Bei solarthermischen Kraftwerken ist die untere Temperatur durch das solar vorgewärmte Wasser vorgegeben. Diese Temperatur liegt typischerweise bei knapp unter 300°C.
- Sie müssen im erforderlichen oberen Temperaturbereich chemisch stabil sein, dürfen also nicht zerfallen oder ähnliches. Die Wärme muss an den heißen Dampf übertragen werden können (Temperaturen von 540°C bis 620°C).
- Sie sollten auch im heißen Zustand keine nennenswerten Dampfdrücke entwickeln, damit die Kosten für den Speicherbehälter nicht zu hoch werden.
- Eine geringe Korrosivität des Fluids gegenüber üblichen Baumaterialien, insb. Stählen ist von Vorteil. D.h., je weniger die Wärmeleitfähigkeiten die sie ummantelnden Materialien chemisch angreifen, desto besser (und kostengünstiger).
- Eine hohe spezifische Wärmekapazität der Flüssigkeit führt zu vergleichsweise geringen Speicherbaumaßen und hält damit auch die Kosten niedrig. Die Wärmekapazität eines Stoffes bemisst sich daran, wie viel Energie notwendig ist, um diesen Stoff auf eine gewisse Temperatur zu bringen.
- Schließlich sollte das flüssige Material noch unbrennbar, ungiftig, kostengünstig und in großen Mengen verfügbar sein.

Nitratsalze und insbesondere die Mischung von Natrium- und Kaliumnitrat erfüllen diese Kriterien gegenwärtig am besten. Dieses Salz ist bei Umgebungstemperatur fest, wird aber ab 223°C flüssig und kann bis etwa 565°C eingesetzt werden ohne sich zu zersetzen

Funktionsweise und Marktstatus von thermischen Salzsammelzspeichern

Zum Beladen des Systems überträgt ein Wärmetauscher die thermische Energie einer beliebigen Wärmequelle über das Fluid (etwa synthetisches Öl) an das flüssige Salz, das sich in einem kalten Salzspeichertank befindet. Dann wird es in den heißen Salzspeichertank gepumpt. Beim Entladen des Systems wird der Salzfluss umgekehrt. An dem zwischen dem heißen und kalten Salzspeichertank gelegenen Wärmetauscher gibt das heiße Salz seine thermische Energie an einen Wärmeverbraucher bzw. an ein Wärmeträgermedium ab.

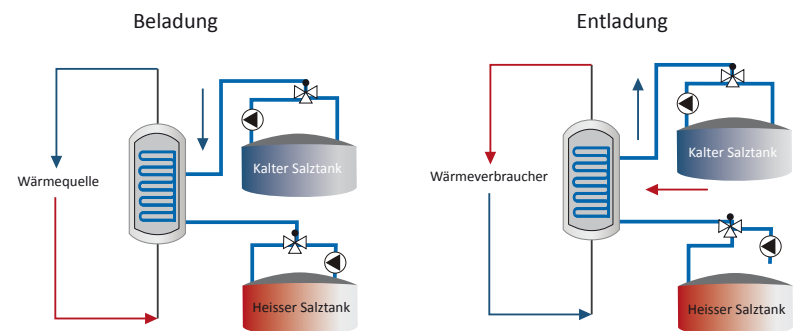


Abb. 3.3.2.2 Funktionsprinzip thermischer Salzspeicher | Abb: RENAC

Den Falle eines großtechnischen, industriellen Einsatzes im Rahmen von solarthermischen Kraftwerken zeigt Abb. 3.3.2.3.

Während des Beladevorganges dient das Solarfeld bzw. indirekt die Sonne als Wärmequelle. Das Wärmeträgermedium Öl transportiert die Wärmeenergie zu einem Wärmetauscher, der die Wärmeenergie an das Salz überträgt. Das heiße Salz wird solange im heißen Salztank gelagert, bis der Entladevorgang beginnt. Beim Entladen überträgt das Salz seine Wärmeenergie zurück an das Öl. Das Solarfeld ist während des Entladens durch Ventile abgekoppelt, so dass das Öl die Wärmeenergie (thermische Energie) an einen weiteren Wärmetauscher transportiert, der Wasser verdampft und so einen klassischen Wasserdampfkreislauf mit Turbine zur Stromerzeugung antreibt. Salzspeicher sind heutzutage weltweit in zahlreichen solarthermischen Kraftwerken im Einsatz. Sie dienen dazu, täglich beträchtliche Mengen an thermischer Energie zu speichern und diese Energiemenge dem System zur Stromerzeugung zur Verfügung zu stellen, wenn die Sonne nicht scheint – etwa nach Sonnenuntergang oder während starker Wolkenbildung oder auch bei Sandstürmen. In Tab. 3.3.2.1 sind die wesentlichen Charakteristika dieser Speichersysteme dargestellt.

Technische und wirtschaftliche Potenziale

Gegenwärtig wird intensiv an alternativen Medien/Materialien zu den derzeit verwendeten Salzsammelz geforscht. Dabei ist die Zielstellung, einerseits höhere Temperaturen (möglichst ohne Degradationseffekte) zu ermöglichen. Dies führt zu höheren Wirkungsgraden bei der Verstromung der gespeicherten Wärme. Andererseits sollte die Prozessintegration einfach und die Effizienz des Speichers hoch sein. Niedrigere Erstarrungstemperaturen von neuen Salzmischungen etwa könnten dazu beitragen. Zudem sollten die verwendeten Materialien kostengünstiger sein.

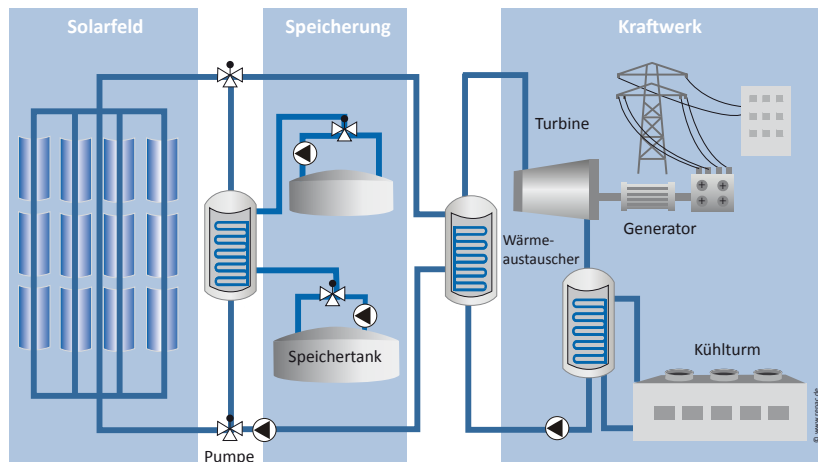


Abb. 3.3.2.3 Großtechnischer Einsatz solarthermischer Kraftwerke | Abb: RENAC

Auch an der Prozessoptimierung wird intensiv geforscht: Hier verspricht insbesondere die Umstellung auf Ein-Tank-Systeme ein erhebliches Potenzial zur Kosten-Einsparung. Hier werden kaltes und heißes Salz in einem Tank gelagert, was durch temperaturbedingte Dichteunterschiede durchaus möglich ist. Kostengünstige Füllmaterialien – wie zum Beispiel Gestein – könnten das geschmolzene Salz in solchen Ein-Tank-Systemen teilweise ersetzen.

| Parameter | Kommentar |
|-------------------------------------|---|
| Standort | Grundsätzlich frei wählbar, ohne Umwelteinfluss, geringer Flächenbedarf |
| Beladung | elektrisch oder thermisch; frei skalierbar; industriell realisierte Leistungen liegen zwischen 50 und 200 MWe |
| Speicherkapazität | frei skalierbar; realisierte Kapazitäten liegen zwischen 500 und ca. 5.000 MWh (thermisch) |
| Nutzbare Temperaturbereiche (Salze) | 200°C < T < 560°C |
| Lebenszyklus: | nahezu unbegrenzt, da kein Verschleiß (>> 30 Jahre). Keine Ermüdung, anders als bei Batterien |
| Systemkosten | Stark abhängig vom konkreten Anwendungsfall (Peripherie) und von der Systemgröße, jedoch deutlich unter den Kosten anderer Systeme im o. g. Leistungs- u. Kapazitätsbereich |

Tab 3.3.2.1: Charakteristika der Speichersysteme und ihre Leistungsfähigkeit

Zukünftige Entwicklungen

Technisch scheint es durchaus machbar, thermische Speichersystem auch als „Batteriesystem“ (Strom-Wärme-Strom) zur Pufferung von „Überschussstrom“ einzusetzen. Zwar erscheint zunächst der durch den Rankine-Prozess bedingte geringere Rückverstromungswirkungsgrad nachteilig. Allerdings wird es in absehbarer Zeit keine funktional vergleichbaren Systeme geben (Leistung und Kapazität), die zu derartig geringen Kosten und bei einem so geringen ökologischen Fußabdruck großtechnisch kommerzielle Einsatzreife erlangen.

Heute besteht die Alternative zur Speicherung darin, den Überschussstrom gar nicht zu nutzen – indem Windräder aus dem Wind gedreht oder PV-Anlagen abgeriegelt werden. Gelegentlich wird bekanntlich in Deutschland sogar überschüssiger Strom ins Ausland geleitet, wobei der Verkäufer für die Abnahme auch noch zahlt – zum Nachteil der Stromkunden. Ein „elektrisches Wärmespeichersystem mit Rückverstromung“ ist in Abb. 3.3.2.4 zu sehen. Das System kann mit überschüssigem Strom im Netz (z.B. aus Photovoltaik- oder Windkraftwerken) oder auch mit Abwärme aus Industrieprozessen beladen werden. Bei Bedarf wird die gespeicherte Wärme an einen Kraftwerksblock geliefert, der die Wärme rückverstromt und dem Netz bereitstellt.

Diese Wärmespeichersysteme könnten vielerorts sogar den Ausstieg aus der Kohleverstromung ebnen: In einer ersten Phase werden Kohlekraftwerke um einen Wärmespeicher in geeigneter Größe ergänzt, um die Betriebsführung des Kohlekraftwerks zu flexibilisieren. Denkbar wäre beispielsweise folgende Fahrweise: In (Tages-)Zeiten mit geringem elektrischen Energiebedarf könnte die Netzeinspeisung gedrosselt und Teile

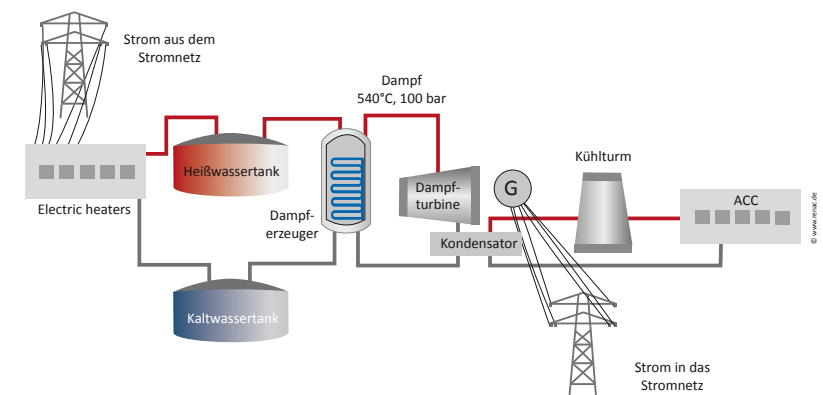


Abb. 3.3.2.4: Elektrisches Wärmespeichersystem mit Rückverstromung | Quelle: TSK Flagsol Engineering GmbH | Abb: RENAC

der mit Kohle erzeugten Wärmeenergie gespeichert werden. In Zeiten mit erhöhtem Strombedarf kann die gespeicherte Wärmemenge verstromt werden.

In einer weiteren Betriebsphase – z. B. im Falle eines Kohleausstieges – könnten elektrische Heizsysteme aus erneuerbaren Energien ergänzt, die Speicherkapazität entsprechend erweitert, und die Kohleverfeuerung zurückgebaut werden. Der komplette Kraftwerksblock bliebe erhalten und würde unter Nutzung der Wärme aus dem Speichersystem weiterbetrieben.

Somit wäre das Kohlekraftwerk in einen großindustriellen Strom-Wärme-Speicher umgerüstet und würde dem Netz als wertvoller Systemdienstleister zur Verfügung stehen, den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien in einem ansonsten schon „gesättigten“ Strommarkt ermöglichen und somit die Umsetzung der Energiewende nachhaltig unterstützen. Arbeitsplätze blieben dabei weitreichend erhalten.

3.3.3 Elektrochemische Speicherung

3.3.3.1 Haus- und Fahrzeugspeicher

Jens Kottsieper, Manuel Seidenkranz, Steffen Rauer

In einigen Ländern fördern Politik und Automobilwirtschaft den Ausbau der Elektromobilität mit Investitionen in Milliardenhöhe. Hier werden in den nächsten Jahren große Mengen an Batterien eingesetzt werden, deren Kapazität nach 5-10 Jahren soweit reduziert ist, dass sie sich für mobile Anwendungen nicht mehr eignen. Ein üblicher Wert für das Ende der Lebenszeit einer Batterie in der Elektromobilität ist 70% der ursprünglichen Kapazität.

Durch den Einsatz dieser Batterien in weniger strapaziösen, stationären Anwendungen kann die Lebenszeit um mehr als 8 Jahre verlängert werden, da die Restkapazitäten länger genutzt werden können. Auf diese Weise können Kosten und Umweltbelastungen durch Altbatterien reduziert werden. Je nach Anwendungsfall können die Batterien dann bis zu einer Restkapazität von 50% und darunter genutzt werden, bevor sie dem Wertstoffkreislauf zugeführt werden.

Bei der Wiederverwendung gibt es jedoch noch einige technische Hürden. So müssen die Batterien nach ihrem ersten Leben zerlegt, geprüft, sortiert und neu zusammengebaut werden. Durch den Variantenreichtum und die fehlende Normierung von Autobatterien ist das Aufbereiten der gebrauchten Batterien aufwendig und kostspielig.

Ein attraktives Anwendungsgebiet für wiederverwendete Fahrzeugbatterien sind Hausspeichersysteme. Diese können durch die Nutzung des selbst erzeugten Stroms, z.B. aus Photovoltaikanlagen, die Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung erhöhen. Zwar müssen Hausbesitzer zusätzlich in Batterien investieren, können dafür aber einen höheren Anteil selbst produzierten Stroms nutzen.

3.3.3.2 Industrielle Speicher

Philip Hiersemenzel

Stromleitungstechnisch liegt Deutschland in der Mitte von Europa. Das hat uns bislang bei der Energiewende sehr geholfen: Aufgrund der Lage können Netzbetreiber in Deutschland überschüssigen Strom gut in die Netze unserer Nachbarn „drücken“. Allerdings: Wie die Zahlen jedes Jahr deutlicher zeigen, ist das zum einen ineffizient und zum anderen ziemlich teuer. De facto verschenken wir den meisten Strom, den wir nicht in unsere Netze integrieren können – und immer öfter zahlen wir unseren Nachbarn sogar (hohe)

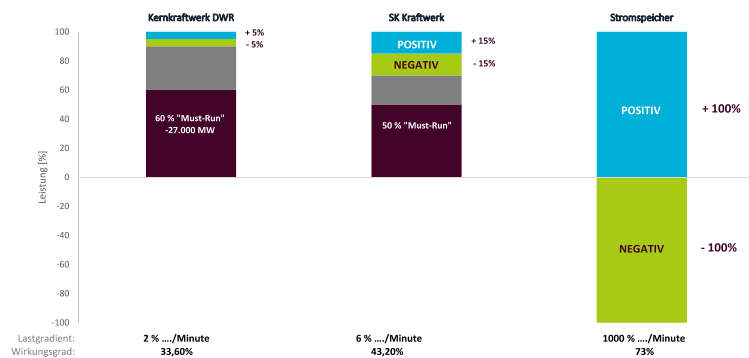


Abb. 3.3.3.2.1: Speicher sind der Schlüssel dazu, das alte Energiesystem in dem Maße zu schrumpfen wie das neue wächst. Vor allem Batterien sind mit Abstand die effizienteste Lösung um Flexibilität in unsere Netze zu bekommen: Sie können 100% ihrer Leistung zur Verfügung stellen und reagieren um Größenordnungen schneller – weshalb insgesamt weniger Regelleistung benötigt wird

Preise, damit sie uns unsere Energie abnehmen. Hintergrund: Zu Zeiten negativer Strompreise und Überschussstroms haben wir keineswegs ein Problem mit der Menge des erneuerbaren Stroms, sondern mit 20 GW preisunelastischen konventionellen Kraftwerken, die weiterproduzieren, obwohl ihr Strom nicht benötigt wird. Kein noch so großer Netzausbau wird dieses Grundproblem ändern. Ändern kann sich das nur, wenn große thermische Kraftwerke bei Bedarf abgeschaltet werden können. Dazu muss aber nicht nur der Strom, den diese Anlagen erzeugen, ersetzt werden, sondern auch die Systemdienstleistung mit denen die rotierende Masse der großen Generatoren das Netz heute stabil hält: Frequenzregulierung, Spannungshaltung, Blindleistung u.v.m. muss anders erbracht werden.

Großbatterien könnten die Lösung für dieses Problem sein. Mittlerweile bestätigen sogar Studien [22], dass leistungsfähige Kurzzeitspeicher, abhängig vom konventionellen Kraftwerkspark, das bis zu Zehnfache der sonst für die Regelleistung benötigten konventionellen Mindestleistung ersetzen können, weil sie – punktgenau – bis 100% ihrer Leistung in gleich zwei Richtungen bringen können. Thermische Generatoren können dagegen nur wenige Prozentpunkte geregelt werden – und das auch nicht besonders präzise (s. ieh Abb. 3.3.3.2.1).

Beispiel: Die 15 MW von Deutschlands erstem kommerziellen Batterie-Speicher in Schwerin machen 150 MW fossile, für die Systemstabilität benötigte, Leistung überflüssig. Im Augenblick haben wir knapp 620 MW Primär- und knapp 1.800 MW Sekundärregelleistung,

wofür alleine gut 20.000 MW Kraftwerksleistung vorgehalten müssen. Würden wir die gesamte Primärregelleistung durch Batterien erbringen lassen, bräuchten wir die 20.000 MW Kohle und Atom zumindest nicht mehr für die Systemstabilität.

Das sich Großbatteriespeicher rechnen, untermauert die dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ vom Anfang des Jahres 2014 [23]. Nach den Berechnungen der Experten ließen sich durch die Installation von Batteriespeichern mit einer Leistung von insgesamt 551 Megawatt ab 2030 jährlich 241,6 Mio. Euro gegenüber der bisherigen, konventionellen Systemführung sparen. Das zeigt: Wenn wir die Energiewende bezahlbar halten wollen, müssen wir das fossil-nukleare System in dem Maße zurückfahren, in dem wir das erneuerbare System größer machen. Batteriespeicher können einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der konventionellen Mindesterzeugung leisten und damit das Energiesystem billiger machen.

Vergütung

Technisch sind Großbatterien also sinnvoll, aber rechnen sie sich auch – nicht nur volkswirtschaftlich, sondern auch betriebswirtschaftlich? Leider hinkt das Marktdesign in Deutschland im internationalen Maßstab hinterher. Während andernorts, insbesondere in Großbritannien und Teilen der USA Schnelligkeit und Präzision honoriert wird, werden elektrochemische Großspeicher hierzulande noch in vielerlei Hinsicht benachteiligt: Auch explizit netzdienliche Batterien werden immer noch als Letztverbraucher, nicht als Elemente eines dezentralen, smarten Netzes eingestuft. Und selbst wenn sie Ausnahmeregelungen erhalten, müssen Batterien, die nicht durch konventionelle Kraftwerke besicherte sind,

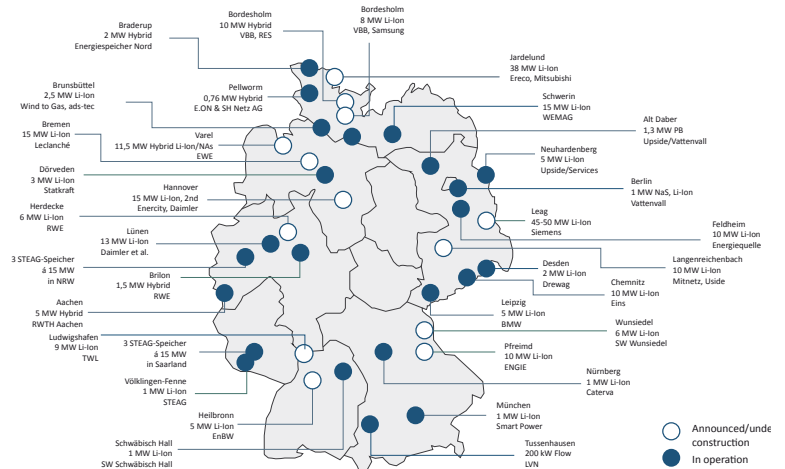


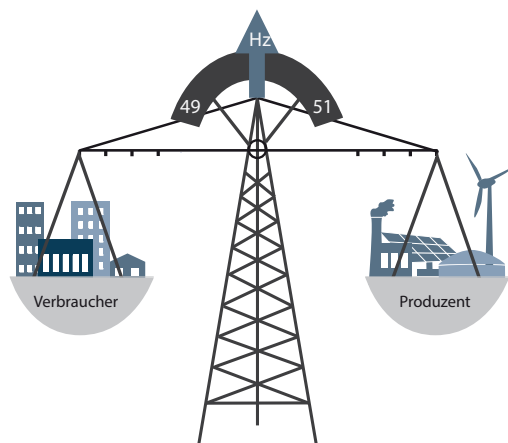
Abb. 3.3.3.2.2: Großspeicher in Deutschland | Quelle: Younicos | Abb: RENAC

viel höherer Sicherheitspuffer vorwiesen als Batterien im kontinentaleuropäischen Ausland – und sogar oft um 40% überdimensioniert werden. Konsequenz: Es ist daher betriebswirtschaftlich oft sinnvoll, Großbatterien im Pool mit anderen technischen Einheiten oder Großkraftwerken zu betreiben.

Primärregelleistung

Die wirtschaftlich attraktivste Einnahmequelle für Großbatterien ist die Primärregelleistung (PRL). Am Primärregelleistungsmarkt erhalten Energieerzeuger Geld dafür, dass sie die Leistung ihrer Kraftwerke schnell um wenige Prozent steigern oder senken und so Angebot und Nachfrage von Strom ins Gleichgewicht bringen. Batterien können das nicht nur mit signifikant weniger CO₂-Ausstoß [24], sondern auch schneller und genauer.

Seit Inbetriebnahme des ersten kommerziellen Batteriespeichers in Schwerin, ist die PRL die Haupteinnahmequelle aller fast 180 MW in Deutschland betriebenen Großbatterien (Abb. 3.3.3.2.2). In der Primärfrequenzregelung werden Frequenzabweichungen vom Millisekunden bis in den Minutenbereich geregelt. Anders als bei konventionellen Kraftwerken erfolgt diese Regelung bei Großspeichern automatisch über die dezentral gemessene Frequenz des Stromnetzes: Ist zu viel Leistung im Netz – etwa weil eine Böe die Windleistung nach oben treibt – steigt die Frequenz. Der Speicher „spürt“ diesen Herzschlag des Netzes und regiert vollautomatisch, indem er innerhalb von Millisekunden Strom aufnimmt – und das exakt, bis die Frequenz wieder 50 Hertz beträgt. Sinkt die Frequenz – etwa, weil eine Wolke eine PV-Anlagen verschattet, oder weil mehr Strom verbraucht wird – reagiert der Speicher genau umgekehrt.



3.3.3.2.3: Der Markt für Regelenergie bringt Erzeugung und –verbrauch ins Gleichgewicht und sorgt damit für eine sichere und stabile Stromversorgung. | Abb. RENAC

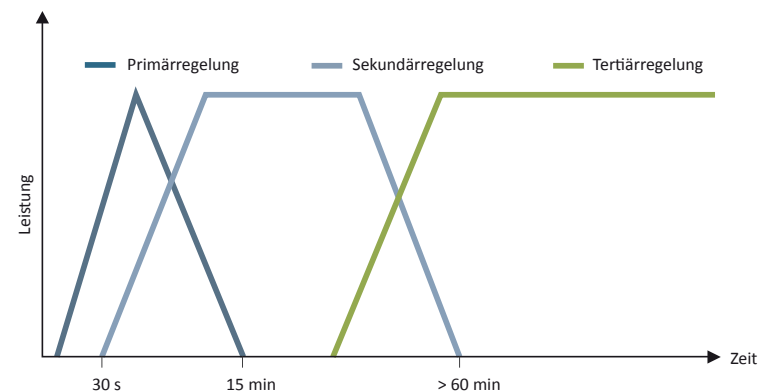


Abb. 3.3.3.2.4: Aufbau der drei Regelenergiemärkte – Im Primärregelleistungsmarkt müssen Anbieter innerhalb von 30 s positive oder negative Regelleistung zur Verfügung stellen und maximal 15 min erbringen. | Quelle: Younicos | Abb. RENAC

Weitere Systemdienstleistungen

Der Markt für PRL ändert sich schnell – nicht zuletzt, weil viele neue Marktteilnehmer hinzukommen und die Preise für Batterien stetig sinken. Auch deshalb ist es wichtig, Batterien möglichst vielseitig einzusetzen, können sie doch eine Vielzahl von wichtigen Systemdienstleistungen erbringen – und das zum Teil sogar parallel.

Entsprechend werden Großspeicher auch zunehmend in „multi-useapplications“ (Mehrfachnutzung) zum „revenue stacking“ (Stapeln unterschiedlicher Erlöserströme) eingesetzt – allerdings in Deutschland noch vergleichsweise wenig. Künftig wird es auch darauf ankommen, dass die Speicher automatisch auf Markt- und Preissignale reagieren und dann je nach Bedarf auch zur Verschiebung von Lastspitzen sowie für andere wichtige Systemdienstleistungen eingesetzt werden können. So könnten Speicher auch zur Alternative für zu teureren konventionellen Netzausbau werden und das Gesamtnetz effizienter machen. Ausgaben für Transformatoren, Erdkabel oder Stromleitungen könnten verschoben oder müssten überhaupt nicht mehr getätigt werden. In vielen Ländern, wie in England oder den USA, werden Speicher insbesondere zur punktuellen Verstärkung von Verteilnetzen eingesetzt. Anstelle des konventionellen Netzausbaus können Speicher hinter Netzengpässen Strom während Lastspitzen bereitstellen. Aufgrund der unklaren Rolle von Netzbetreibern im Zugriff auf Speicherdienstleistungen, bzw. der Benachteiligung von Drittanbietermodellen in der Anreizregulierung, finden Speicher im Netzbereich heute noch keine Anwendung in Deutschland.

Welche Technologie?

Um den Grünstromanteil signifikant zu erhöhen, muss man Energie nicht sehr lange zwischenspeichern. Zahlreiche Simulationen belegen, dass sich mit einer Speicherkapazität von vier Stunden der Jahresanteil von erneuerbarem Strom auf 60% erhöhen lässt. Es ist relativ egal, dass nachts die Sonne nicht scheint und manchmal Flaute ist. Beides ist gut vorhersehbar und kann durch flexible konventionelle Erzeugung ausgeglichen werden. Die eigentliche Herausforderung liegt in der Böe, die in den Windpark bläst und in der Wolke, die das PV-Feld kurz verschattet.

Solche Schwankungen lassen sich mit Batterien und intelligenter Software blitzschnell und exakt ausgleichen - ohne dass ein thermischer Generator immer mitlaufen muss. Intelligente Leistungssteuerung und Energiemanagementsysteme machen bestehende Netze "schlau" und dezentral. So können Diesel, oder andere fossile Einheiten, auch mitlaufen, ohne alleine für die Systemstabilität verantwortlich zu sein.

Es gibt heute eine Vielzahl von Technologien, aber im rasant wachsenden globalen Energiespeichermarkt (jährlicher Zubau 2017-2022 von 6 GW auf über 40 GW) dominieren Lithium-Ionen-Batterien. Sie haben die bisher weit verbreitete Bleisäure-Technologie – die auch in Verbrennungsmotoren typischerweise als Starterbatterie verwendet wird – fast vollständig ersetzt. Lithium-Ionen-Technologie ist technisch überlegen und ist in den vergangenen Jahren, aufgrund des massiven Aufbaus von Produktionskapazitäten für Elektromobilität, drastisch im Preis gefallen. Lithium hält viel länger und hat eine viel größere nutzbare Entladungstiefe. Gleichzeitig verändert der Batteriebedarf der Automobilindustrie die Dynamik der Speicherindustrie. Ein durchschnittlicher Tesla hat eine 80-100 kWh Batterie, 10-mal so viel Kapazität wie die durchschnittliche Batterie, die in einem Heimspeichersystem benötigt wird, um ein großes Einfamilienhaus zu 70% autark zu machen. Die Automobilindustrie verbraucht bereits mehr Lithium-Ionen-Batterien als alle anderen Industrien. Forscher erwarten sogar, dass der Markt für Transport- und Energiespeicherbatterien 2018 mehr wert sein wird als der gesamte Batteriemarkt für Unterhaltungselektronik [25].

Dieser Megatrend hat erhebliche Auswirkungen auf die stationäre Energiespeicherindustrie. Vor allem müssen alle anderen Technologien mit dem enormen Preisdruck konkurrieren, der durch das exponentielle Wachstum der Lithium-Ionen-Produktion entsteht. Dies hat zwei, teilweise widersprüchliche Auswirkungen: Niedrige Lithiumpreise schaffen schnell Märkte für andere Technologien, da die Netze die technologischen Vorteile stationärer Speicher im Allgemeinen zunehmend nutzen. Gleichzeitig erschwert disruptiv billiges Lithium im Automobil die Skalierung von speziell für stationäre Anwendungen entwickelten Technologien.

Heute sind die beiden wichtigsten Alternativen zu Lithium-Ionen:

- Natrium-Schwefel (NaS). Diese Hochtemperatur-Großbatterien (Mindestgröße 0,5 MW/3 MWh +) sind erprobt und einige Anlagen mit mehreren MW sind jetzt fast 20 Jahre in Betrieb. Sie haben eine hohe „c-Rate“ (die das Verhältnis von Leistung zu Energie bezeichnet). NaS-Batterien haben eine so genannte „Dauer“ von 6 bis 8 Stunden (oder eine C-Rate von 1/6 - 1/8), was bedeutet, dass sie relativ große Mengen an Energie speichern können.
- Redox-Flow (RF) gibt es in einer Reihe von chemischen Konfigurationen, aber das Grundprinzip besteht immer darin, dass der positive und der negative Elektrolyt in separaten Tanks gelagert werden, was theoretisch eine leichte Skalierung zu hoher Speicherkapazität ermöglicht (= lange Dauer = niedrige C-Rate) – einfach durch größere Tanks. Das Interesse an RF ist weiter hoch und es gibt weltweit etwa ein halbes Dutzend viel versprechender Entwickler, die jedoch immer noch mit „Kinderkrankheiten“ zu kämpfen haben.

Sowohl NaS als auch RF werden durch Lithium aus dem (Massen-) Markt verdrängt, weil Lithium pro kWh zum Teil bereits günstiger ist. Die Dominanz des Automobil-Lithiums hat zwei wichtige Implikationen: Erstens gibt es eine Tendenz zu relativ hohen C-Raten (Autohersteller wollen viel Kapazität und gleichzeitig kurze Ladezeiten). Zweitens plant

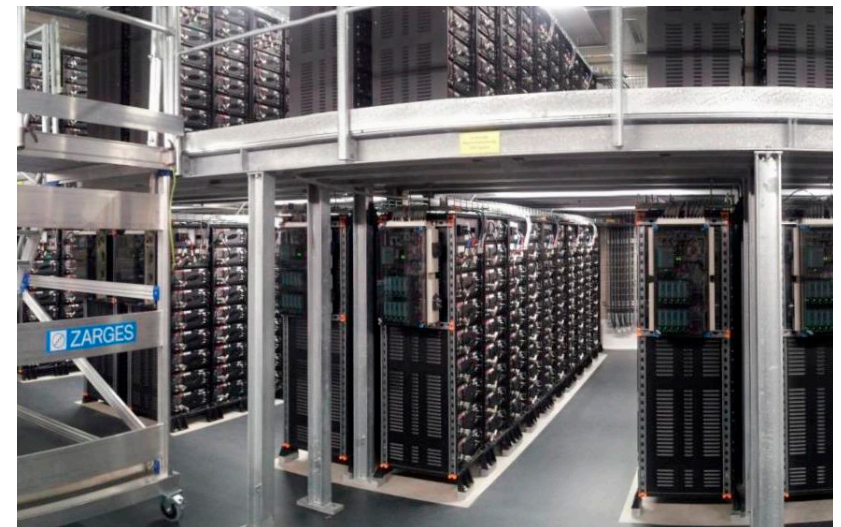


Abb. 3.3.3.2.5: Innenansicht des ersten kommerziell Batterieparkes in Europa: Die Lithium-Ionen-Batterien mit 5 MW Leistung stellen etwa das Regelpotenzial einer konventionellen 50 MW Turbine bereit | Quelle: WEMAG

die Automobilindustrie damit, Batterien nach sieben Jahren zu ersetzen. Entsprechend gibt es wenig Anreiz, Batterien zu bauen, die länger als der sieben Jahre halten.

Software

Allerdings lässt sich die Lebensdauer von Batteriespeichern mit einer Reihe von Maßnahmen deutlich Verbesserung. Neben mehr Schutz vor Hitze und Kälte durch richtige Temperierung, ist besonders die richtige Software wichtig. Mit ihr können auch „Auto-Zellen“ problemlos eine Lebensdauer von 15 Jahre und mehr erreichen. Zudem stellt die Software sicher, dass Batterien überhaupt in ihrer vollen Vielseitigkeit genutzt werden können. Für die Anwendung ist es – aus rein technischer Sicht – gar nicht so wichtig, welche Art von Batterie eingesetzt wird. Mit dem richtigen System spielen alle Komponenten gut zusammen. Für die Wirtschaftlichkeit der Batteriespeicher ist es aber von großer Bedeutung, welche Technologie eingesetzt und welcher Hersteller gewählt wird. Vereinfacht ausgedrückt: Eine Batterie, die viermal so lange hält wie eine andere, darf auch doppelt so viel kosten. Umgekehrt rentiert sich eine Batterie, die nach wenigen Jahren unbrauchbar ist, selbst dann nicht, wenn man sie fast geschenkt bekommt.

Besonders wichtig für die Wirtschaftlichkeit der Speicher ist die Anbindung der Gleichstrombatterien an gängige Wechselstromnetze. Dazu benötigen Anbieter langjährige Erfahrung im Umgang mit der Zellchemie von Batterien und der Optimierung der jeweils mitgelieferten Batteriemangementsysteme (BMS) durch Wechselstrom-Managementsysteme (ACBM) und übergeordnete Energiemanagementsysteme (EMS).

Intelligente Steuerungs- und Energiemanagement-Software setzt auf dem Hersteller-BMS auf, fügt aber noch viele weitere, wichtige Funktionalitäten hinzu. Sie sorgt dafür, dass die Batterien nicht nur immer das macht, wofür sie gerade am meisten gebraucht wird, sondern gleichzeitig auch voll bzw. aufnahmefähig genug ist für spontane Einsätze und dabei maximal lange hält. Im Idealfall steht die Batterie immer für verschiedene Anwendungen zur Verfügung. Das ist die Voraussetzung dafür, die Netze so intelligent zu machen, dass die Speicher automatisiert optimal eingesetzt werden. Leider haben potentielle Anwender von Großspeichern oft noch den falschen Fokus: Sie suchen in erster Linie nach einer Technologie und einem Hersteller – und machen sich zu wenig Gedanken, wie der Speicher am besten angeschlossen und betrieben werden kann. Gerade weil Speicher noch vergleichsweise teuer sind, ist es wichtig, dass jeder Speicher für den jeweiligen Anwendungsfall „richtig“ betrieben wird. Dafür bildet das mitgelieferte BMS zwar in der Regel eine gute Grundlage, ist aber nicht ausreichend.

3.3.4 Chemische Speicherung

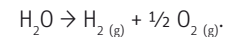
3.3.4.1 Wasserstoff – Elektrolyse

Ulrich R. Fischer

Der Langzeit-Speicherbedarf für elektrische Energie in Deutschland wird durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien, auch bei verstärktem Netzausbau, europäischer Integration sowie Last- und Erzeugungsmanagement, ab ca. 2020/2025 stark zunehmen und 2050 die Größenordnung von etwa 10 bis 40 TWh erreichen. Derartige Speichergrößen können nur durch die Erzeugung und Speicherung chemischer Energieträger wie Wasserstoff oder künstlichem Methan realisiert werden. Denn die derzeitige Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken, den größten Speichermöglichkeiten in Deutschland, beträgt nur ca. 0,04 TWh.

Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse

Die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse ist eine wichtige technische Option zur Umwandlung überschüssiger erneuerbarer Energie in speicherbare chemische Energie. Prinzipiell erfolgt bei allen Arten der Wasserelektrolyse die Spaltung von Wassermolekülen in Wasserstoff und Sauerstoff unter Aufwendung elektrischer Energie. nach folgender Gesamtreaktionsgleichung:



Es gibt drei Haupttypen der Wasserelektrolyse, die sich im Wesentlichen beim verwendeten Elektrolyten und damit verbunden im Temperaturbereich unterscheiden. In Tabelle 3.3.4.1.1 sind wichtige Eigenschaften dieser Typen aufgeführt. Die am längsten kommerziell eingesetzte alkalische Elektrolyse (AEL) verwendet verdünnte Kalilauge als Elektrolyt und arbeitet bei Temperaturen bis ca. 80°C. Die größte Anlage dieses Typs wurde 1965-1970 am Assuan-Staudamm in Ägypten mit einer elektrischen Anschlussleistung von 160 MWel und einer Produktionsmenge von ca. 32.000 Nm³/h errichtet.

Bei der Proton-Exchange-Membrane (PEMEL) Elektrolyse wird eine protonenleitfähige Membran eingesetzt, die gleichzeitig den Elektrolyten darstellt. In den letzten Jahren haben einige Hersteller ebenfalls Anlagen im Leistungsbereich oberhalb 1 MW (ca. 200 Nm³/h) im Angebot. Den Vorteilen der höheren Leistungsdichte, der besseren Dynamik und Überlastfähigkeit, stehen derzeit noch die Nachteile der höheren Degradation beim Wirkungsgrad sowie der Verwendung von teuren Edelmetallkatalysatoren gegenüber. Es wird auf dem Gebiet der PEMEL intensiv zur Kostenreduktion und dem Upscaling der Elektrolyseanlagen geforscht.

| | AEL | PEMEL | SOEL |
|-------------------------------|---|--|---|
| Temperaturbereich | 60 – 80°C | 50 – 80°C | 700 – 1000°C |
| Elektrolyt | Kalilauge | Protonenleitfähige Membran z.B. Nafion® | Festoxid, z.B. YSZ – Yttrium stabilisiertes Zirkoniumoxid |
| Ladungsträger im Elektrolyt | OH ⁻ | H ⁺ | O ²⁻ |
| Reaktion Anode | $2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$ | $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$ | $\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$ |
| Reaktion Kathode | $2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$ | $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$ | $\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$ |
| Entwicklungsstadium | kommerziell | kommerziell | kommerziell |
| Typische Produktion pro Stack | ≤ 1000 Nm ³ /h | ≤ 500 Nm ³ /h | ≤ 50 Nm ³ /h |

Tab. 3.3.4.1.1: Typen der Elektrolyse und wichtige Merkmale

Die Hochtemperaturolektrolyse (Solid Oxide Electrolysis SOEL) oder auch Dampfelektrolyse verwendet ein keramisches Festelektrolyt, das bei sehr hohen Temperaturen für Sauerstoff-Ionen leitfähig wird. Diese Elektrolyse-Technologie hat in den letzten Jahren den Schritt vom Forschungsstadium zu ersten kommerziellen Anwendungen im kleinen Leistungsbereich mit einer Wasserstoff-Produktion bis ca. 50 Nm³/h vollzogen. Thermodynamisch bietet die Hochtemperaturolektrolyse Vorteile, da ein Teil der zur Wasserspaltung erforderlichen Energie statt durch hochwertige elektrische Energie durch Wärmeenergie, z.B. durch Abwärme aus anderen Industrieprozessen, zugeführt werden kann. Damit bietet die SOEL energetische Vorteile bei Anlagenkonzepten mit einer anschließenden Methanisierung des produzierten Wasserstoffs, bei der die Abwärme des Methanisierungsprozesses für die Elektrolyse genutzt wird (Tab. 3.3.4.1.1).

Das Funktionsprinzip der Wasserelektrolyse am Beispiel der AEL ist in Abbildung 3.3.4.1.1 dargestellt. Zwei metallische Elektroden (2), z.B. aus Nickel, sind in eine gut elektrisch leitfähige Elektrolytlösung (KOH) eingetaucht. Bei Anlegen einer Gleichspannung setzt die elektrolytische Wasserspaltung ein. An der Kathode entsteht Wasserstoff, an der Anode Sauerstoff. Die nur für Hydroxid-Ionen durchlässige Membran (1) verhindert in der Elektrolysezelle die Permeation von Wasserstoff und Sauerstoff und damit die Bildung eines explosiven Gases. Die Gasblasen (O₂ und H₂) werden durch den Elektrolytkreislauf zu den Separatoren (3) transportiert und dort von der Kalilauge getrennt. Typische Zersetzungsspannungen für eine einzelne alkalische Elektrolysezelle liegen im Bereich von ca. 1,8 – 2,2 V. Zur Erhöhung der Leistung werden mehrere derartige Einzelzellen zu einem Zellstack elektrisch in Reihe geschaltet.

Abb. 3.3.4.1.2 zeigt das Prinzip einer Einzelzelle der PEM-Elektrolyse. Nicht dargestellt ist in der Funktionsskizze die erforderliche Frischwasserzufuhr. Hier sind die Elektroden mit den Katalysatorpartikeln praktisch direkt auf die protonenleitfähige Membran aufgebracht und bilden die Membran-Elektroden-Einheit (membran electrode assembly MEA). Diese ist über Stromableiter direkt mit den Bipolarplatten kontaktiert. Über die Kanäle der Bipolarplatten erfolgt die Abführung der Produktgase und auf der Anodenseite die Frischwasserzufuhr.

Für praktische Anwendungen muss der Wasserstoff auf einem höheren Druckniveau bereitgestellt werden. Als Alternative zur Kompression des Gases über einen nachgeschalteten Kompressor bietet sich die direkte elektrochemische Kompression an, die energetisch und anlagentechnisch vorteilhafter sein kann. Dazu werden der Zellstack und weitere Komponenten druckdicht ausgeführt. Die elektrochemische Reaktion führt dann mit der Bildung der Produktgase zum Druckaufbau. Typische kommerzielle Druckelektrolyseure werden gegenwärtig im Druckbereich bis ca. 40 bar angeboten. Insbesondere bei den kompakteren Zellstacks der PEM-Elektrolyse sind im Labor auch Drücke größer 100 bar erreicht worden. In Abb. 3.3.4.1.3 ist die technische Ausführung eines alkalischen Druckelektrolyseurs mit einem externen Druckbehälter für den Zellstack zu sehen, der auf Basis dieses Prinzips einen Enddruck des Wasserstoffs von 60 bar erreicht.

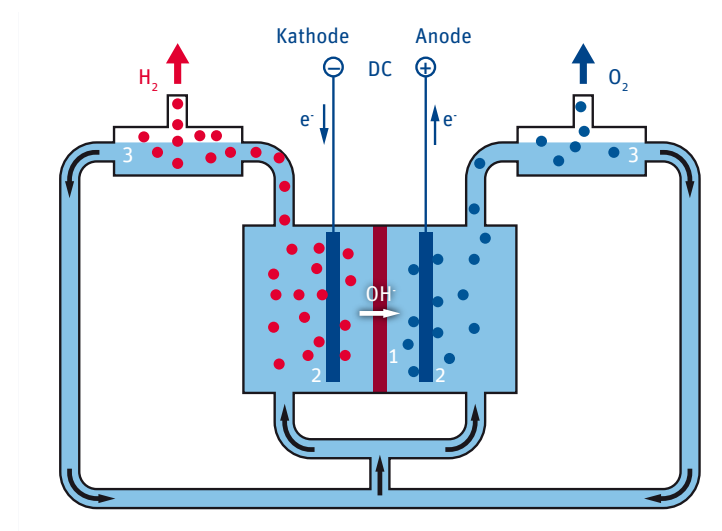


Abb. 3.3.4.1.1: Funktionsprinzip der alkalischen Wasserelektrolyse | Quelle: Dr. U.R. Fischer

Wirkungsgrade und Kennwerte

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse kennzeichnet das Verhältnis des Energiegehaltes des erzeugten Wasserstoffs zur aufgewendeten elektrischen Energie. Es ergeben sich folglich unterschiedliche Werte für den Wirkungsgrad, je nachdem ob man für dessen Berechnung den Brennwert (Higher Heating Value, HHV=3,54 kWh/Nm³) oder den Heizwert (Lower Heating Value, LHV=3,00 kWh/Nm³) des Wasserstoffs einsetzt. Typische Werte für den auf den Brennwert bezogenen Wirkungsgrad η_{HHV} moderner alkalischer Elektrolyseure liegen bei 79-90%. Um die Zweideutigkeit bei der Wirkungsgraddefinition zu umgehen, wird häufig nur der elektrische Energieaufwand in kWh/Nm³ angegeben. Für die Produktion eines Kilogramms Wasserstoff beträgt der theoretische Wasserverbrauch 9 Liter. Das entspricht 0,81 Liter pro Normkubikmeter (Nm³) Wasserstoff. Der praktische Wasserverbrauch liegt um ca. 5-10% darüber. Weitere wichtige gewünschte Eigenschaften des Elektrolyseurs sind eine geringe Teil- und hohe Überlastfähigkeit, die schnelle Reaktionsfähigkeit des Elektrolyseurs auf Änderungen der elektrischen Eingangsleistung sowie ein geringer Eigenverbrauch im Stand-by Betrieb. Diese Anforderungen ergeben sich durch die Kopplung des Elektrolyseurs mit fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Anwendungen und Ausblick

Mit der Umwandlung überschüssiger erneuerbarer Energien in Wasserstoff (Power to Hydrogen) ergeben sich vielfältige Anwendungen dieser Technologie. In einem der ersten Demonstrationsprojekte, dem Hybridkraftwerk der ENERTRAG AG in Prenzlau, ist z.B. ein Windpark direkt mit einem alkalischen Elektrolyseur gekoppelt. Der produzierte Wasserstoff kann gemeinsam mit Biogas aus einer angeschlossenen Biogasanlage bedarfsgerecht in einem Mischgas-BHKW rückverstromt werden. Weitere Optionen der Wasser-

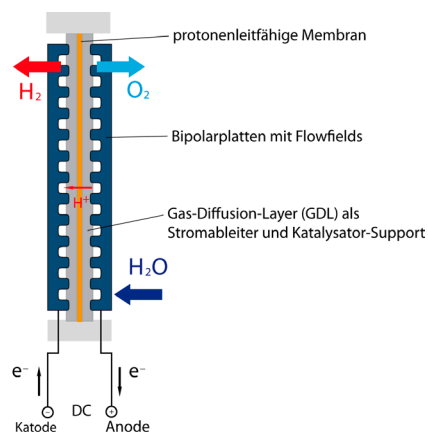


Abb.3.3.4.1.2: Funktionsprinzip der PEM-Wasserelektrolyse | Quelle: Dr. U.R. Fischer

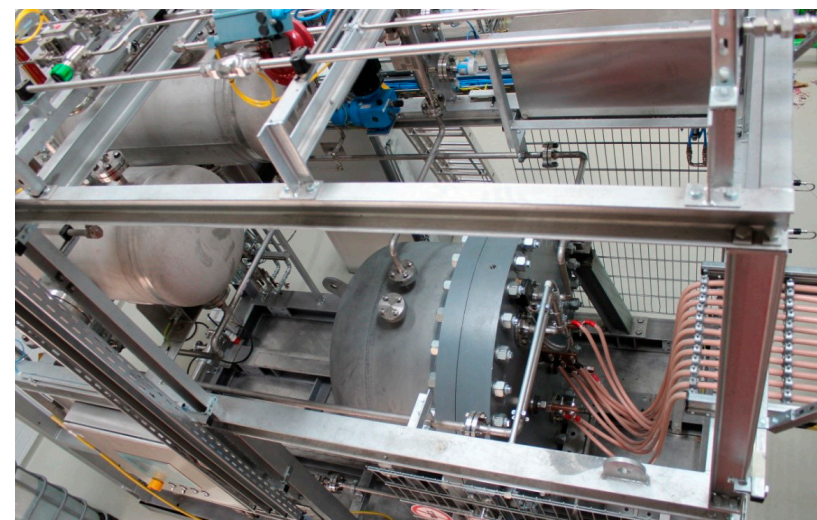


Abb. 3.3.4.1.3: 60 bar-Druckelektrolyseur am Wasserstoff-Forschungszentrum der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg | Quelle: Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg

stoffverwendung sind hier die direkte Lieferung an die Berliner Wasserstofftankstellen oder die Zuspiesung in eine Erdgaspipeline. Durch die Power-to-Hydrogen Technologie können weiterhin mittelfristig Netzengpässe insbesondere im Verteilnetz verhindert werden. Langfristig eröffnet sich durch unterirdische Wasserstoffspeicherung in Kavernen und Rückverstromung die Möglichkeit eines elektrischen Langzeit-Energiespeicher im TWh-Maßstab, der bei einem hohen Ausbaugrad der erneuerbaren Energien in Deutschland zwingend erforderlich sein wird.

3.3.4.2 Methanisierung

Michel Kneller

Die Methanisierung ist eine Technologie zur Erzeugung von Methan aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid (CO) bzw. Kohlenstoffdioxid (CO₂) und gilt als eine vielversprechende Methode zur Speicherung von erneuerbaren Energien. Der benötigte Wasserstoff wird durch Elektrolyse erzeugt. Energiequelle sind Lastspitzen bei Wind- oder Solarstrom (siehe Kapitel 3.3.4.1). CO/CO₂-Quellen können Kraftwerke, Kohlevergasung, Chemieindustrie oder – um „grünes“, d.h. rein regeneratives Erdgas zu erzeugen – Biomassevergasung sein.

Konditionierung

Das so gewonnene CO₂ beträgt ca. 10 – 18 Volumenprozent des jeweiligen Rauchgases. Verschiedene Verfahren ermöglichen es, CO₂ aus dem Rauchgas abzutrennen. Allerdings sind diese Verfahren mit hohen Kosten sowie Energieaufwand verbunden. Es kann zu einer Wirkungsgradminderung der Anlage von ca. 10% führen, weil das Rauchgas von schwefel- oder chlorhaltigen Verbindungen gereinigt werden muss, die als Katalysatorgifte wirken würden. Je nach CO/CO₂-Quelle ist im Anschluss eine Verdichtung des Rauchgases auf Systemdruck notwendig, bevor der CO₂-Anteil in einer Wäsche bzw. CO-Konvertierung reduziert wird. Diese Wäsche kann entweder der Methanisierung vor- oder nachgeschaltet werden und dient zur Anhebung des Brennwertes/Wobbe-Index des erzeugten synthetischen Erdgases. Für den Betrieb der Wäsche eignen sich hohe Drücke und niedrige Temperaturen (min. auf 35°C kühlen).

Methanisierung

Bei der Methanisierung handelt es sich um eine katalytische Reaktion von Wasserstoff mit Kohlenmonoxid/Kohlendioxid, die als Produkte Methan und Wasser liefert. Neben der eigentlichen Methanisierungsreaktion gibt es weitere Parallelreaktionen.

Die Reaktionsbedingungen sollten folgende Ziele erreichen:

- große CH₄ Methanausbeute
- hoher CO-Umsatz (niedriger CO-Restgehalt)
- hoher H₂-Umsatz (niedriger H₂-Restgehalt)

Für die höchste Ausbeute an Methan, ist ein stöchiometrisches Verhältnis von H₂/CO von 3/1 ideal, verbunden mit hohem Betriebsdruck, da das Reaktionsgleichgewicht die Reaktion zu Methan bei hohen Drücken bevorzugt.



Sinkt das stöchiometrische Verhältnis von H₂/CO auf 1/1, sinkt die Ausbeute an Methan, da die direkte Konvertierung von CO₂ zu Methan im Methanisierungs-Prozess durch die thermodynamische Stabilität des CO₂ reaktionsträge ist. Im Prozess sollte daher ein hohes H₂/CO Verhältnis eingestellt sein. Eine unerwünschte Nebenreaktion bei der Methanisierung ist eine Verkokung der Katalysatoren durch Kohlenstoffablagerungen. Eine Zugabe von Wasserdampf kann die Verkokung allerdings reduzieren, indem es die Bildung von Kohlenstoff unterdrückt und den Umsatz an CO erhöht. Wichtig bei der Methanisierung ist die Vermeidung hoher Temperaturen und lokaler Temperaturspitzen (Hot-Spots), da sonst das gebildete Methan reformiert wird. Aufgrund der exothermen Reaktionen ist daher entweder eine Zwischenkühlung oder ein Reaktor mit gutem Wärmeabtrag notwendig.

Aufbereitung

Nach der Methanisierung wird das Gas auf ca. 35°C abgekühlt und anfallendes Kondensat mit einem Filter ausgeschleust. Anschließend wird mit einer Adsorptionstrocknung der Taupunkt des synthetischen Erdgases an den des Erdgasnetzes angepasst. Je nach Zusammensetzung des Gases muss mit einer Adsorptionswäsche die CO₂-Konzentration reduziert werden, um die erforderliche Gasspezifikation einzuhalten. Ein Verdichter komprimiert daraufhin das Gas auf den Erdgasnetzdruck. Ein Kühler senkt die Gastemperatur vor der Einspeisung ins Erdgasnetz auf 35 Grad.

Möglichkeiten der Sektorkopplung

Die Methanisierung ist eine Technologie zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen, den sogenannten „E-Fuels“. Die Prozessketten zur Erzeugung von E-Fuels aus erneuerbarem Strom werden als Power to Liquid, Power to Gas oder auch Power to X bezeichnet. Diese E-Fuels können, wie derzeit Benzin oder Diesel, in Verbrennungsmotoren eingesetzt werden. Somit könnten sich zum Beispiel Schiffe, Flugzeuge, LKW oder PKW nahezu CO₂ neutral antreiben. Der Wirkungsgrad der Power-to-Gas oder Power-to-Liquid Technologie zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe für den Verkehrssektor liegt derzeit bei ca. 50%. Weil sich dieses Verfahren noch in der Entwicklungsphase befindet, wird eine Steigerung auf etwa 70% für realistisch gehalten. Bezüglich der Investitionskosten dieser Verfahren gelten grobe Richtwerte von ca. 1.000 - 4.000 Euro/kW [32]. Es wird angenommen, dass die Investitionskosten im Zeitverlauf deutlich sinken werden – durch technologische Weiterentwicklung, zunehmender Anlagengrößen und Stückzahlen.

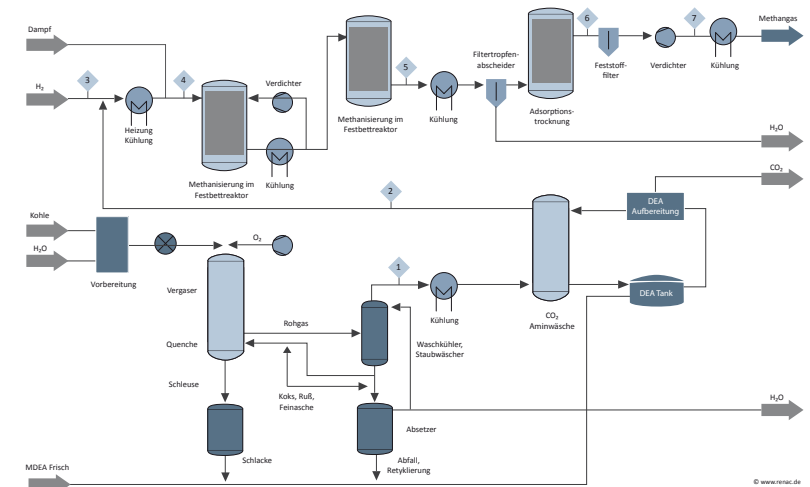


Abb. 3.3.4.2.1: Prozessschaubild der Methanisierung | Quelle: ILF | Abb: RENAC

3.3.5 Untergrundspeicherung

Jens Kottsieper, Hans Neumeister

Weltweit existieren eine Vielzahl von unterirdischen Speichern für Erdgas und Rohöl. Das gesamt zur Verfügung stehende Speichervolumen für Erdgas beträgt mehr als 430 Milliarden Normkubikmeter. Diese Speicher werden vor allem in Mitteleuropa zur Kompensation kurzfristiger und saisonaler Schwankungen des Gasverbrauches genutzt (Sommer/Winter aufgrund Heizbedarf bzw. hellere und dunklere Jahreszeiten oder Werk- und Feiertage aufgrund Strombedarf), dienen aber auch als strategische Reserve (Stichwort: Versorgungssicherheit) oder zum Ausgleich schwankender Gaspreise. Die Nachfrage nach Untergrundspeichern galt in Mitteleuropa lange als gesättigt. Die Energiewende und die zunehmende Erzeugung Erneuerbarer Energie könnte die Nachfrage wieder steigern. Derzeit steht allerdings die Grundidee im Fokus, vorhandene Infrastrukturen optimal zu nutzen (vgl. Kap. 3.2.2 Gasnetze).

Bestehende Speicher für Kohlenwasserstoffe könnten zum Speichern von regenerativ erzeugten Energieträgern umgerüstet werden, bzw. bei Bedarf könnten neue Speicher folgendes speichern:

- Luft oder Druckluft (vgl. Kap. 3.3.1.3 Druckluftspeicherung)
- Wasserstoff (vgl. dazu auch Kap. 3.3.4.1 Wasserstoff-Elektrolyse)
- Synthetisches Erdgas (vgl. dazu auch Kap. 3.3.4.2 Methanisierung)
- Kohlendioxid (zur Zwischenspeicherung für die Methanisierung von Wasserstoff oder Endspeicherung)

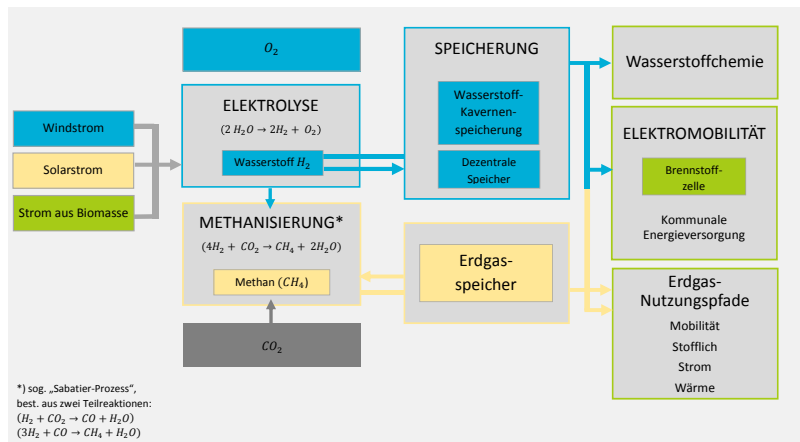


Abb. 3.3.5.1: Wasserstoff Wertschöpfungskette | Quelle: HYPOS

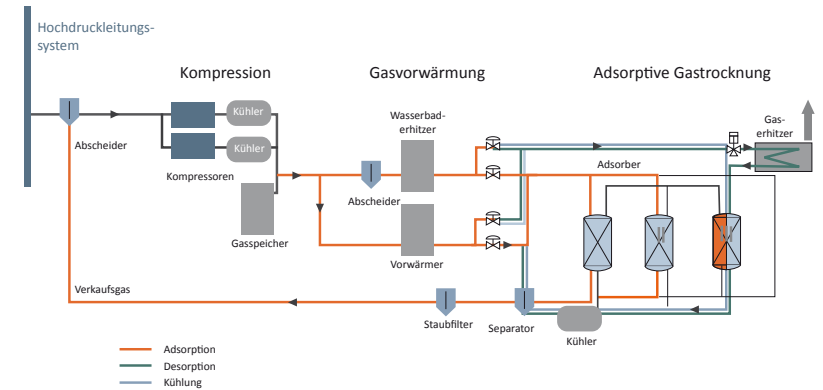


Abb. 3.3.5.2: Gasspeichertechnologie am Beispiel Lesum | Quelle: ILF

Grundsätzlich ist bei Untergrundspeichern zwischen zwei Typen zu unterscheiden, die sich vor allem in der Ein- bzw. Auspeicherrate und der notwendigen Technik für die Aufarbeitung des ausgelagerten Gases unterscheiden:

- Salzkavernenspeicher zeichnen sich i.d.R. durch hohe Ein- und Auspeicherraten aus – aufgrund der Hohlraumspeicherarchitektur aus. Des Weiteren beschränkt sich die Aufarbeitung des eingelagerten Mediums auf die Abscheidung von Wasserdampf.
- Porenspeicher sind meist ausgefüllte Erdgas- oder Erdöl-Lagerstätten. Die Speicherung erfolgt im porösen Gestein und bietet im Vergleich zu den Salzkavernenspeichern ein größeres Speichervolumen. Allerdings sind die erzielbaren Ein- und Auspeicherraten im Vergleich zu den Kavernenspeichern geringer. Die notwendige Aufarbeitung der eingelagerten Medien hängt stark von den Eigenschaften der ehemaligen Lagerstätte ab und erfordert neben der Abscheidung von Wasserdampf auch oftmals die Abscheidung von höheren Kohlenwasserstoffen und Schwefelverbindungen.

Höhere Ein- und Auspeicherraten werden oft bevorzugt, weil sie die Wirtschaftlichkeit des Speichers steigern. Es ist zu erwarten, dass aufgrund der Volatilität und Spitzen in der Erzeugung erneuerbarer Energien auch hohe Anforderungen an Lastwechsel und Raten der Speicher gestellt werden. Ein „Abblasen“ überschüssiger Gasmengen aufgrund fehlender Kapazitäten wäre kontraproduktiv und ineffizient mit Blick auf den Aufwand bei der Erzeugung der Gase. Hinsichtlich der Einsatzmöglichkeiten können Kavernenspeicher auch als Batterie (z.B. Redox-Flow, vgl. Kap. 3.3.3.2) verwendet werden. Allerdings sind dafür Hohlraumgrößen zwischen 300.000 und 600.000 m³ von Nöten. Porenspeicher sind für diesen Anwendungsfall nicht geeignet.

Abb. 3.3.5.2 zeigt eine typische Speichertechnologie am Beispiel des Gaskavernenspeichers Lesum. Derzeit sind noch keine Untergrundspeicher zur Speicherung von reinem

Wasserstoff im Einsatz. Es gibt allerdings einige Pilotprojekte. Dort wird vor allem getestet, wie hoch bei der Langzeitspeicherung von Wasserstoff die Diffusionsverluste sind – Verluste mindern die Rentabilität.

Bei der Speicherung von synthetischem Erdgas, also methanisierem Wasserstoff, besteht dieses Problem nicht. Speicher spielen in der Wertschöpfungskette des Wasserstoffs eine wichtige Rolle (siehe Abb. 3.3.5.2): Erneuerbarer Energien werden mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, der in Wasserstoffkavernen gespeichert wird. Wird der Wasserstoff methanisiert, kann das entstehende synthetische Erdgas in einem Erdgasspeicher gespeichert werden. Der Wasserstoff kann chemisch weiterverwendet werden. Oder er findet, ähnlich wie Erdgas, mittels Brennstoffzelle Einsatz im Mobilitäts- oder Wärme-sektor. Synthetisches Erdgas kann wie herkömmliches Erdgas verwendet werden.

Quellen Kapitel 3.3

- /1/ G. Fuchs, B. Lunz, et al., Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität: Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien; Im Auftrag der Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP), Berlin, September 2012.
- /2/ Renewables 2017: Global Status Report, REN21, Montreal, QC, CA, 2017.
- /3/ DOE Global Energy Storage Database, www.energystorageexchange.org.
- /4/ M. Kaltschmitt, W. Streicher, A. Wiese, Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer Vieweg, Berlin, 2013.
- /5/ Von Kohlehalden und Wasserstoff: Energiespeicher – zentrale Elemente der Energieversorgung, Frankfurt am Main, Oktober 2013.
- /6/ N. Hartmann, L. Eltrop, et al., Stromspeicherpotenziale für Deutschland, Stuttgart, Juli 2012.
- /7/ J. Giesecke, S. Heimerl, Wasserkraftanlagen, Springer Berlin Heidelberg, Berlin 2014.
- /8/ B. Janzing, Kraft auf Vorrat, neue energie (07/2010) 24–31.
- /9/ Der Beitrag von Pumpspeicherwerken zur Netzstabilität und zur Versorgungssicherheit – die wachsende Bedeutung von Pumpspeicherwerken für die Energiewende, Berlin, 16.07.2015.
- /10/ P. Stenzel, R. Bongartz, et al., Energiespeicher, BWK - Das Energie-Fachmagazin 66 (2014) 42–55.
- /11/ Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien, 31. Oktober 2011.
- /12/ Der Powertower, Entwicklung eines hydraulischen Energiespeichers, V. Neisch, B. Brinkmeier und M. Aufleger; Wasserbausymposium 2012 Graz, Wasser Energie, Global denken – lokal handeln
- /13/ www.heindl-energy.com/de/der-lageenergiespeicher/idee-funktion.html
- /14/ www.gravitypower.net/
- /15/ www.powertower.eu/
- /16/ www.buoyant-energy.com/
- /17/ AT Kearney (Benoit Decourt, Romain Debarre, Sylvain Alias and Prashant Gahlot), 2018: Electricity Storage Gaining Momentum
- /18/ National Renewable Energy Laboratory - NREL (J. Neubauer, K. Smith, E. Wood, and A. Pesaran), February 2015: Identifying and Overcoming Critical Barriers to Widespread Second Use of Plug-in Electric Vehicle (PEV) Batteries
- /19/ Bundesverband Erneuerbare Energien - BEE, Hannover Messe (Gerard Reid und Javier Julve), April 2016: Second Life Batterien als flexible Speicher für Erneuerbare Energien
- /20/ Focus Online, März 2018: Stromversorger nutzt ausgediente E-Auto-Batterie
- /21/ Forschungsstelle für Energiewirtschaft – ffe, Technische Universität München – TUM (Sebastian Fischhaber, Anika Regett, Simon F. Schuster, Dr. Holger Hesse), Februar 2016: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen
- /22/ https://www.energy-storage.news/blogs/digital-inertia-energy-storage-can-stabilise-grid-with-1-10-the-capacity-of?utm_source=rss-feeds&utm_medium=rss&utm_campaign=general
- /23/ <http://www.dena.de/projekte/energiesysteme/dena-studie-systemdienstleistungen-2030.html>
- /24/ http://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Downloads/IEK/IEK-STE/DE/Publikationen/preprints/2015/preprint_03_2015.pdf?_blob=publicationFile
- /25/ <https://insideevs.com/battery-revenues-from-transportation-ess-to-overtake-consumer-electronics-by-2018/>
- /26/ gwfGas|Erdgas Fachberichte Rohrnetz, Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur, S.Bajohlm.GötzF.GrafF.Ortloff, April 2011
- /27/ Wissenschaft & Technik Nachrichten, Aus Ökostrom wird Ökogas, (te)
- /28/ Solarzeitalter IRES 2009, Erneuerbares Methan, Michael Sterner und Michael Specht, 1/2010
- /29/ ew Fachthema Gaswirtschaft, Konvertierung von Strom in Methan: Ausbauhelfer für Ökostrom, Gregor Waldstein, Jg. 110 2011 Heft 11
- /30/ Jan Kopyscinski.T.SchildhauerS.Biollaz, Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009, Elsevier 2010
- /31/ <https://www.bundestag.de/blob/544092/dab1b2ac5f0264e4b35ea370d197922e/wd-5-008-18-pdf-data.pdf>
- /32/ <https://www.euwid-energie.de/power-to-gas-wirkungsgrad-steigt-und-kosten-sinken/>
- /33/ Strategieplattform Power to Gas, Juli 2018: HYPOS – Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany
- /34/ <http://www.cedigaz.org/documents/2017/Overview.pdf>

4 Planung und Realisierung

4.1 Vorgehensweise bei Einführung und Ausbau der erneuerbaren Energie

Adolf Feizlmayr

Ziel

Im Pariser Abkommen vom Dezember 2015 hat sich die Staatengemeinschaft verpflichtet, die Erderwärmung auf maximal 2 Grad zu beschränken, indem sie die Netto-Treibhausgasemissionen drastisch reduziert.

Wie auf der CERAAweek im März 2018 festgestellt wurde, sieht der Status Quo wie folgt aus: Die fossilen Energieträger haben noch immer einen Anteil von 81% an der weltweiten Primärenergieerzeugung. Damit bewegt sich die Erderwärmung in Richtung 4,5 Grad, falls die entsprechenden Bemühungen nicht erheblich intensiviert werden.

Damit wird eine weltweite Energiewende unerlässlich. Diese Energiewende ist eine noch größere Herausforderung als die Digitalisierung.

Maßnahmen

Zur Erreichung dieses Ziels sind im Wesentlichen folgende Maßnahmen nötig:

- Einsparung von Energie durch die Reduzierung des Verbrauchs
- Erhöhung der Energieeffizienz
- Reduzierung und/oder Vermeidung des Einsatzes fossiler Energiequellen durch den erhöhten Einsatz erneuerbarer Energien wie Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie, Geothermie und Biomasse
- Abscheidung von CO₂ aus den Rauchgasen fossiler Brennstoffe und Speicherung untertage (Carbon Capture and Storage, CCS)

Umsetzung

Abgesehen von der Einsparung von Energie durch die Reduzierung des Verbrauchs, erfordert die praktische Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen im Rahmen der Energiewende die Kreativität und Kompetenz von Ingenieuren.

Dabei ist eine systematische Vorgehensweise unabdingbar, wie sie in der nachfolgenden Grafik dargestellt ist. Nur mit dieser systematischen Vorgehensweise kann eine maßgeschneiderte Lösung auf Basis eines ausgewogenen Energiemixes erarbeitet und umgesetzt werden.

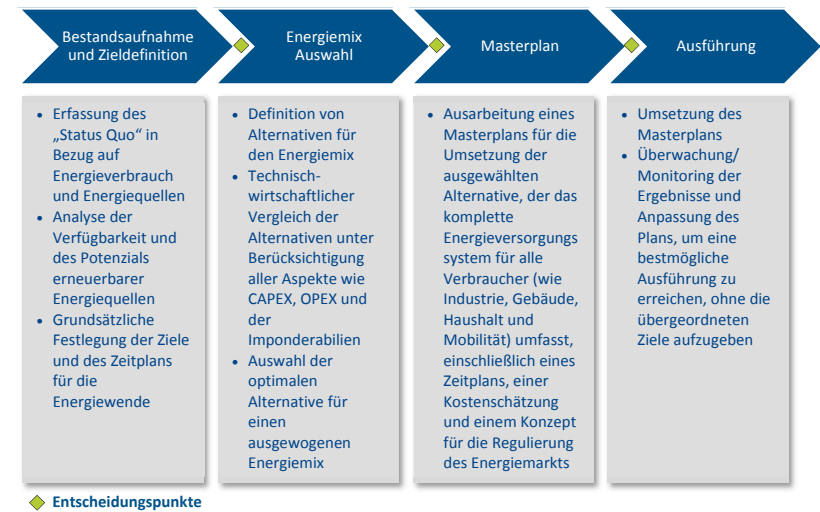


Abb. 4.1.1: Vier-Schritt-Vorgehensweise für die Energiewende | Quelle: A.H. Feizlmayr, ILF

Diese vier Schritte sind der Erfahrung bei der Implementierung von Projekten entlehnt und werden im Folgenden genauer erläutert:

1. Bestandsaufnahme und Zieldefinition

Die Erfassung des Status Quo der bestehenden Energieversorgung bedarf einer starken, lokalen Beteiligung, welche sich aus Bevölkerung, Politik und Industrie zusammensetzt.

Parallel dazu muss das Potenzial an erneuerbarer Energie erfasst werden. Dies ist eine wesentliche Aufgabe für den Energieberater. Die Bewertung des Sonnenpotenzials ist dabei wesentlich einfacher und kostengünstiger als die Bewertung des Windaufkommens.

Das übergeordnete Ziel ist im Wesentlichen durch das Abkommen von Paris definiert. Zur Festlegung der Ziele im Einzelnen samt Zeitschiene ist eine enge Abstimmung zwischen den zuständigen Politikern und dem Energieberater notwendig, um ausgewogene Lösungen zu finden.

2. Energiemix Auswahl

Um den geeigneten Energiemix auszuwählen, müssen zunächst alternative Szenarien definiert werden. Jedes Szenario stellt ein Energiesystem dar, welches jeden Verbraucher einschließlich Industrie, Gebäude, Haushalte und Verkehr einbezieht, gleichermaßen ob er thermische (Wärme) und elektrische Energie (Strom) abnimmt. Die Definition alternativer Szenarien ist eine komplexe Aufgabe, weil sie die Kopplung verschiedener Sektoren erfordert. Das kann nur in einem ganzheitlichen Ansatz geschehen: mit der vollen Kompetenz für Funktion und Einsatzmöglichkeiten aller Energieträger – fossil wie erneuerbar – und unter Verwendung einer geeigneten Modellierungssoftware. Dafür sind Ingenieure gefordert, egal in welcher technischen Disziplin. Zur Bewertung und Vergleich der Alternativen müssen zusätzlich wirtschaftliche, umwelttechnische, soziale und politische Kriterien herangezogen werden.

Die größte Herausforderung bei der Umsetzung der Energiewende nach der hier beschriebenen Vorgehensweise ist die Auswahl eines optimalen Energiemixes. Optimal ist der Energiemix dann, wenn das in Abb. 4.1.2 dargestellte Zieldreieck einer nachhaltigen Energiepolitik gilt.

Die Höhe der Reduktion der Treibhausgasemissionen und damit der Anteil erneuerbarer Energien im Energiemix bestimmt wesentlich die Umweltverträglichkeit.



Abb. 4.1.2: Energiemix | Quelle: Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, World Energy Council

Die Höhe der CO₂-Vermeidungskosten der zum Einsatz vorgesehenen Technologien, um die fossilen Energiequellen zu ersetzen, beeinflussen wesentlich die Wirtschaftlichkeit. Das schwankende und instabile Angebot erneuerbarer Energien wie Sonne und Wind fordern die Versorgungssicherheit heraus. Fossile Energien und Speicher werden genutzt, um die Schwankungen auszugleichen und die Versorgungssicherheit herzustellen. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit schafft Redundanzen und Überkapazitäten, und führt damit zu geringerer Auslastung der Einzelanlagen. Ein funktionierender Energiemarkt reduziert sowohl technisch als auch wirtschaftlich die Ungleichheiten in der Beanspruchung der Anlagen.

Kurzzeitspeicher sind häufig verfügbar. Doch Langzeitspeicher, z.B. aus erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff, sind dagegen noch rar oder teuer. In diesem Bereich müssen Forschung und Entwicklung noch deutliche Fortschritte machen.

Deshalb lautet eine der entscheidenden Fragen, die bei der Auswahl eines ausgewogenen Energiemixes beantwortet werden muss: Bei welchem Anteil an erneuerbarer Energie ist die Versorgungssicherheit noch gewährleistet und die Energie noch bezahlbar?

3. Masterplan

Die als notwendig erkannten Maßnahmen sollten in einem „Masterplan“ festgehalten werden. Der Masterplan muss nicht nur von der politischen Führung des Landes/der Region einhellig unterstützt, sondern auch von der Wirtschaft und der breiten Öffentlichkeit akzeptiert werden. Um diese breite Akzeptanz zu erreichen, ist es notwendig, den verschiedenen Interessengruppen zu verdeutlichen, dass es jetzt neben den einschlägigen Gesetzen, politischen Manifesten, Leitlinien und Einzelüberlegungen einen umfassenden Plan für die Umsetzung der Energiewende gibt.

Der Masterplan muss transparent, ehrlich, verständlich und überzeugend sein. Er muss öffentlichkeitswirksam gestaltet, mit Nachdruck publik gemacht und mit der Öffentlichkeit diskutiert werden.

Akzeptanz setzt Vertrauen voraus und erfordert auch professionelle Öffentlichkeitsarbeit. Dabei soll auch aufgezeigt werden, mit welchen Konsequenzen zu rechnen ist, wenn der Plan nicht umgesetzt wird.

Der Masterplan soll:

- notwendige Planungssicherheit schaffen, um die entsprechenden Innovationen und Investitionen voranzutreiben
- belastbare Rahmenbedingungen für die lokalen Pläne bereitstellen
- eine klare Grundlage für ein effizientes „Monitoring“ (Soll-Ist-Vergleich) schaffen.

4. Ausführung

Das „Monitoring“ soll helfen, die Implementierung des Masterplans erfolgreich zu steuern. Dazu wird es auch notwendig sein, den Masterplan oder dessen Ziele in periodischen Abständen fortzuschreiben bzw. anzupassen.

Die deutsche Energiewende

Die Umsetzung der Energiewende für ein Land oder eine Region ist eine herausfordernde Aufgabe. Deshalb macht es Sinn, für diesen Zweck die positiven und negativen Erfahrungen zu nutzen, die bisher bei der Energiewende in Deutschland gesammelt worden sind.

Die deutsche Energiewende begann vor 35 Jahren mit ersten Studien. Im Jahr 2002 erreichte sie mit der Entscheidung der Bundesregierung einen Höhepunkt, die deutschen Kernkraftwerke abzuschalten. In 2010 verabschiedete sie dann ein Konzept zur Erzeugung umweltfreundlicher, zuverlässiger und bezahlbarer Energie. In 2017 wurden bereits 38% der elektrischen Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt. Mit 112 GW installierter Leistung überstiegen die erneuerbare Energien-Kraftwerke die Leistung von Kraftwerken fossiler Energien, welche noch 80 GW betrug. Bis 2030 sollen gemäß des deutschen Masterplans 50% der elektrischen Energien erneuerbaren Quellen entstammen.

Deutschland hat die Energiewende erheblich subventioniert, was zu hohen Kosten für den Endverbraucher geführt hat. Die Massenproduktion von Solarpanelen und Windturbinen ist auf die Innovationskraft der deutschen Energiewende zurückzuführen. Inzwischen sind die spezifischen Kosten für Anlagen der erneuerbaren Energien deutlich gesunken. Diese Entwicklung trägt bedeutsam zum weltweiten Klimaschutz bei. In manchen Regionen in der Welt wie z.B. im Mittleren Osten sind die erneuerbaren Energien bereits wettbewerbsfähig zu fossilen Energien.

Die Implementierung dieser vielfältigen Maßnahmen können durch Dienstleistungen von Deutschen Beratenden Ingenieure erbracht werden.

4.2 Ingenieurdienstleistungen

Andreas Wiese

Der grundsätzliche Ablauf eines erneuerbaren Energieprojektes ist in Abb. 4.2.1 dargestellt. Zu unterscheiden sind drei wesentliche Phasen: Projektentwicklung, Realisierung und Rückbau. Die ersten beiden sind die mit Abstand wichtigsten. Die Projektentwicklung gliedert sich in die Phasen Machbarkeit und Planung, während die Realisierung aus den Phasen Bau und Betrieb besteht.

In allen Phasen erbringt der beratende Ingenieur wesentliche Dienstleistungen, die er entweder alleine oder im Verbund mit anderen Beratern und Projektbeteiligten durchführt. In diesem Beispiel orientieren wir uns weitgehend an den Begriffen und Inhalten, wie sie bei privat finanzierten Projekten auftreten (siehe auch Kap. 5.2 Projektfinanzierung und ingenieurtechnischer Beitrag). Grundsätzlich treten die gleichen oder ähnliche Arbeitspakete aber auch bei rein öffentlich finanzierten oder gemischt öffentlich-privat finanzierten (PPP) Projekten auf. Alle Aktivitäten mit maßgeblicher oder führender Funktion des beratenden Ingenieurs sind in der Abbildung einfarbig blau dargestellt.

In der Phase der Machbarkeit beginnt der Ingenieur mit der Erstellung der Projektidee, die über die Pre-Feasibility-Studie zum ersten vorläufigen Projektkonzept führt. Aus diesem Projektkonzept ergibt sich in der Feasibility-Studie das fertige Projektkonzept. Potenzial- und Bedarfsanalysen können Bestandteile der Feasibility- oder Pre-Feasibility-Studie aber auch separate Arbeitspakete sein.

Erst wenn durch die Feasibility-Studie die grundsätzliche Machbarkeit des Projektes nachgewiesen ist, werden die weiteren Ingenieurdienstleistungen im Rahmen des Planungsprozesses initiiert. Dazu zählt die ingenieurtechnische Planung selbst als wesentliche Grundlage der Ausschreibung der Gewerke, Komponenten oder des schlüsselfertigen Gesamtgewerkes als EPC (Engineering, Procurement, Construction). Dieser Ausschreibung schließen sich Angebotsauswertung, Vertragsverhandlung und Vergabe an. Bei Projekten mit Finanzierungen erfolgt die Vergabe üblicherweise zunächst unter dem Vorbehalt der Zustimmung der finanzierenden Banken.

Üblicherweise beginnt die Genehmigung mit einer gewissen Zeitverzögerung nach dem Planungsbeginn und ist irgendwann rechtzeitig vor dem so genannten Financial Close abgeschlossen (Definition des Financial Close, siehe Kap. 5.2).

Während dieser gesamten Planungsphase erfolgt darüber hinaus die Zusammenstellung der Finanzierung, für die der ingenieurtechnische Berater ebenfalls wichtigen Input liefert (Kostenangaben, Ertragsdaten, Risikoabschätzungen etc.).

Nach dieser Finanzierungszusammenstellung wird eine Due Diligence Prüfung beauftragt und durchgeführt. Der Ingenieur konzentriert sich dabei auf die so genannte technische Due Diligence, während weitere Themen wie Steuern, Legal etc. von anderen Spezialisten

geprüft werden. Diese Due-Diligence-Studien werden von unabhängigen, von den Banken mandatierten Beratern, durchgeführt. Sind diese mit einem positiven Ergebnis abgeschlossen, können die finanzierenden Banken und die Eigenkapitalgeber gemeinsam über den Financial Close entscheiden.

In der Implementierungsphase werden die wesentlichen Aufgaben des ingenieurtechnischen Beraters auf der Baustelle erledigt – zwecks Bau- und Inbetriebnahme-Überwachung sowie im Rahmen der Fertigungskontrolle (Werksabnahmen, Qualitätskontrolle, etc.) auch in den Fabriken und Werkshallen der Hersteller. Diese Überwachung ist üblicherweise durch permanente Präsenz auf der Baustelle und punktuelle Inspektionen in den Fabriken gekennzeichnet. Eine wichtige Teilaufgabe in dieser Phase sind auch die Prüfung und Genehmigung des Designs und des oder der Kontraktoren bzw. Lieferanten. Ab der Einbeziehung der Lieferanten bzw. Kontraktoren in das Projekt fallen weitere erhebliche Ingenieurdienstleistungen bei diesen Projektbeteiligten an: im Zuge der Angebotserstellung, des Detail-Designs und des eigentlichen Baus, der Montage und der Inbetriebnahme.

Üblicherweise wird der so genannte Lender's Engineer auch nach der Due-Diligence-Erstellung weiter beauftragt und überwacht begleitend Bau und Inbetriebnahme im Auftrag der Banken. Nach erfolgreichem Probetrieb, dem Ende der Bauphase, beginnt die Betriebsphase, der wirtschaftliche Dauerbetrieb der Anlage. Ingenieure sind hier auf verschiedenen Seiten sowohl in der eigentlichen Durchführung, als auch in der Überwachung des Betriebes beteiligt – beim Betreiber, beim Kontraktor, beim Eigentümer und bei den Banken. Üblich ist immer die kontinuierliche Überwachung oder das diskontinuierliche Monitoring des Anlagenbetriebs – zunächst zu Beginn mit dem Ziel der Vergabe des Preliminary Acceptance Certificates und dann während der Garantiezeit bis zur Vergabe des Final Acceptance Certificates. Auch darüber hinaus ist der Ingenieur an verschiedenen Stellen im Betrieb und Wartung (Operation and Maintenance, O&M) involviert. Darüber hinaus werden in dieser Phase oft Modernisierungsmaßnahmen, Rehabilitierungen oder sonstige Verbesserungen des Betriebs durchgeführt, bei denen der Ingenieur maßgeblich beteiligt ist.

Grundsätzlich gehört zu einem nachhaltigen Projektlauf auch der Rückbau, d.h. der Abriss der Anlage und die Umwandlung der genutzten Fläche in Naturfläche, oder aber eine andere wirtschaftliche Nutzung derselben.

Durch den gesamten Projektzyklus zieht sich die Öffentlichkeitsarbeit, verbunden mit akzeptanzsteigernden Maßnahmen. Auch hier ist der ingenieurtechnische Berater gefragt, z.B. als Vermittler von technischen Sachverhalten oder mit seinem technischen Sachverstand bei Ideenentwicklung, Planung, Genehmigung und Umsetzung von akzeptanzsteigernden Maßnahmen, die mit der Technik verbunden sind.

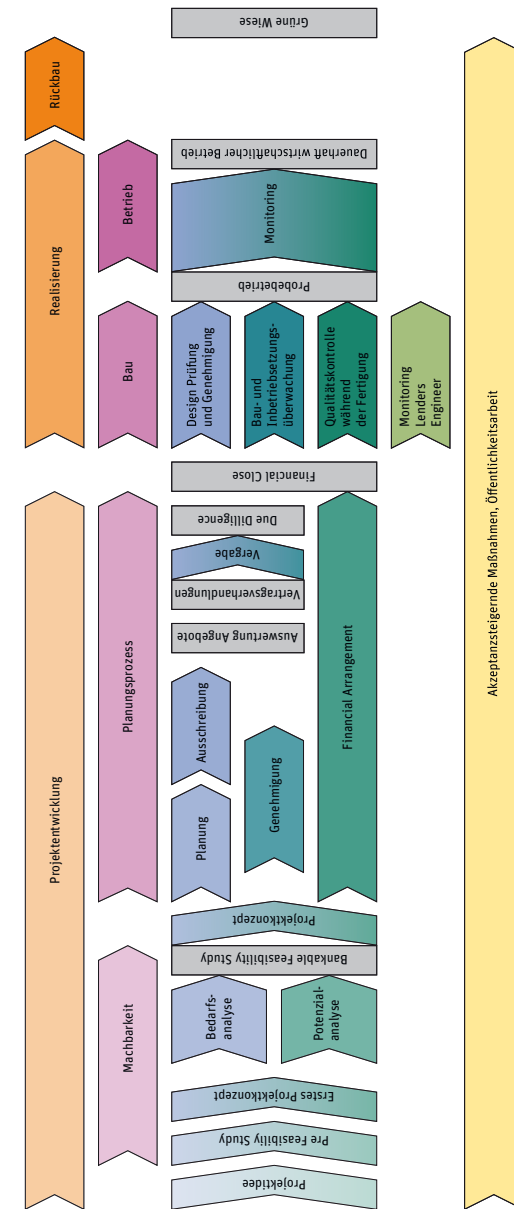


Abb. 4.2.1: Schematische Darstellung des Projektablaufs | Quelle: VBI

4.3 Potenzialanalyse erneuerbare Energien

Andreas Wiese

Wesentlicher Bestandteil jeder Planung eines Projekts im Bereich der erneuerbaren Energien ist die Analyse des verfügbaren Potenzials. Dies gilt für alle verschiedenen Ressourcenarten: Globalstrahlung für die Photovoltaik, Direktstrahlung für solarthermische Kraftwerke, Windgeschwindigkeit und damit die im Wind enthaltene Energie für Windparks, Biomasse für Holz(heiz)kraftwerke oder als Grundlage für die Biogas- und Biotreibstoffherzeugung, nutzbare geothermische Wärme für Geothermiekraftwerke oder geothermale Wärmepumpen, schließlich für Wassermenge und Fallhöhe zum Antrieb von Wasserkraftwerken. Im Vergleich zu konventionellen Anlagen, die fossile Energien, also Öl, Gas oder Kohle, nutzen, wird für den Analyseteil des Planungs- bzw. Projektentwicklungsprozesses bei erneuerbaren Energieanlagen vergleichsweise großer Aufwand betrieben. Grund ist eine wesentliche Eigenschaft der wichtigsten erneuerbaren Energien Wind, Solarstrahlung, und – in eingeschränktem Sinne – auch Biomasse, Geothermie und Wasser: Sie liegen im Gegensatz zu den fossilen Energien in der Regel nicht konzentriert und speicherbar vor, sondern großflächig verteilt und teilweise zeitlich fluktuierend.

Für Biomasse gilt dies nur eingeschränkt, weil sie nach Ernte bzw. Sammlung und Vorbehandlung konzentriert und speicherbar in ähnlicher Qualität vorliegt wie fossile Energieträger. Bei der Geothermie kann man zumindest so genannte Hochenthalpie-Lagerstätten (Lagerstätten mit mehreren hundert Grad heißem Wasser, bzw. Dampf in wenigen hundert Metern Tiefe) als Energievorkommen mit konzentrierter, hoher Energiedichte bezeichnen.

Die Fluktuationen der anderen genannten erneuerbaren Energienressourcen haben einen stochastischen und einen deterministischen Anteil (saisonal und tageszeitlich, manchmal sogar mehrjährig deterministisch – z.B. der El-Niño-Effekt). Das Verhältnis der deterministischen und stochastischen Anteile zueinander ist abhängig von der Ressource – bei Sonne mehr als bei Wind – und vom Standort: An Küstenwindstandorten finden wir beispielsweise häufig deutlichere Tageszeitgänge vor als an Standorten im flachen Binnenland.

Der Genauigkeitsgrad der Potenzialanalyse hängt von der jeweiligen Projektphase ab: Im Rahmen der ersten Konzeptidee reichen Schätzungen über jahresmittlere Windgeschwindigkeiten oder Globalstrahlungen, gewonnen aus historischen Daten von nahegelegenen Wetterstationen oder aus Literaturquellen. Für eine Machbarkeitsstudie als Grundlage einer Projektfinanzierung sind dagegen eine oder mehrere unabhängige zertifizierte Wind- und Solargutachten notwendig, deren Basis – zumindest bei Wind – mindestens einjährige Messungen am Standort sind.

Bei der Potenzialanalyse unterscheidet man im Wesentlichen:

- Erhebung des Potenzials in der Fläche: Ressourcenpotenzialkarten wie Wind und Solarkarten, oder Biomasse-Potenzialerhebungen;
- Energieertragsgutachten an konkreten Standorten.

Ressourcenpotenzialkarten

Am Anfang der Potenzialanalyse der erneuerbaren Energien in einem Land, einer Region oder Kommune stehen zunächst nur punktuell historische Daten über die Ressourcen zur Verfügung. Diese können z.B. für Wind- und Solarstrahlung von Wetterstationen kommen. Andere Möglichkeiten sind statistische Ämter, Landwirtschaftskammern oder Forstämter, die Informationen über das grundsätzlich verfügbare nachwachsende Biomassepotenzial an Holz, landwirtschaftlichen Abfällen wie Stroh, Bagasse aus der Zuckerproduktion oder ähnliches, oder Statistiken von städtischen Einrichtungen über das biogene Abfallaufkommen bereitstellen können. Bei der Geothermie sind es häufig Daten von Bohrungen für andere Zwecke (z.B. Kohlenwasserstoffexploration), welche die Bedingungen in der Tiefe erfasst haben.

Für eine erste Analyse in der betrachteten Region werden diese Potenziale üblicherweise kartographiert. Oft werden sie heutzutage mit einem so genannten Geographical Information System (GIS) verarbeitet und visualisiert. Dabei werden vor allem für die Erstellung von Wind- und Solarkarten, also für fluktuierende Energieträger, teilweise sehr

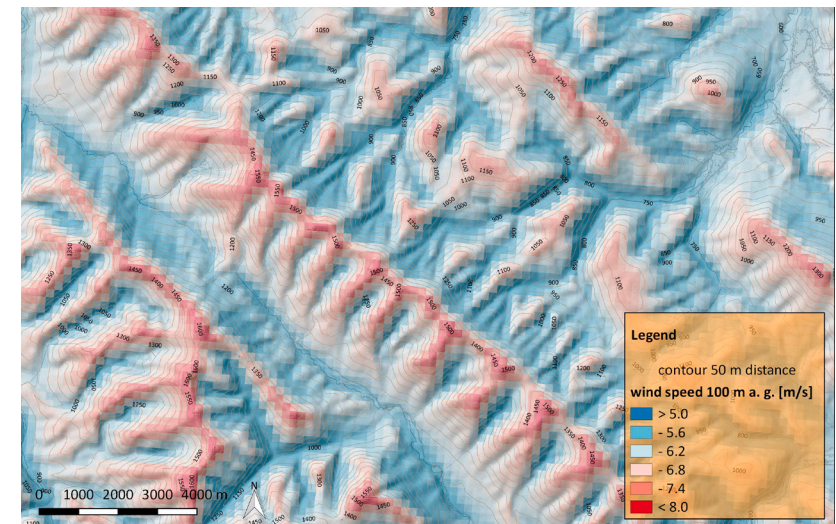


Abb. 4.3.1: Beispiel für eine Windgeschwindigkeitsverteilung bezogen auf 50 m über Grund im komplexen Gelände | Quelle: GEONET, Hannover, Germany

komplexe Berechnungsmodelle eingesetzt. So ist für die Erstellung von Windkarten im komplexen Gelände die Anwendung von so genannten mesoskalen Strömungsmodellen notwendig. Bei solchen Modellen wird über den geostrophen Wind, den Wind in mehreren Kilometern Höhe über Grund, zunächst der bodennahe Wind in einem vorgegebenen Raster – z.B. 1 x 1 km – an jedem Gitterpunkt für verschiedene Höhen berechnet. Anschließend kann diese so gewonnene Windinformation mit langjährig gemessenen Windgeschwindigkeiten in Bodennähe abgeglichen werden.

Ertragsgutachten

Im Folgenden sind am Beispiel eines Windgutachtens als Grundlage einer Projektfinanzierung die notwendige Datenbasis und die wesentlichen Arbeitsschritte dargestellt. Das Vorgehen ist auf andere erneuerbare Energienressourcen übertragbar:

Datengrundlage

- Standortdaten: Höhe über Normal Null (wegen Luftdichte und damit Energiegehalt des Windes), Geländerauhigkeit, Topographie
- Messdaten am Standort für mindesten 12 Monate
- Langfristdaten an korrelierbaren Standorten für Langfristkorrelation (in der Nähe des Standortes)
- falls vorhanden: Temperatur, Feuchtigkeit

Leistungsumfang des Windgutachtens:

- Datenvalidierung, Plausibilitätsprüfungen
- Saisonale und tageszeitliche Ganglinien



| | | | | |
|---------------------------|---|-----------------|--------------------------|-----------------------|
| Coordinate system: | UTM / WGS 84 Zone | | Longitude (x): 655426 | Latitude (y): 5462421 |
| Landowner: | | | Elevation ASL: 65m | Tower height: 80m |
| Manufacturer: | Ammonit | | Installation date: 40552 | Tower type: Telescope |
| Site description: | There are fields and some isolated trees around the tower | | | |
| Main Sensors: | | | | |
| | Anemometer #1 | Anemometer #2 | Anemometer #3 | Anemometer #4 |
| Manufacturer: | Ammonit | Ammonit | Ammonit | Ammonit |
| Type: | Thies 1st Class | Thies 1st Class | Thies 1st Class | Thies 1st Class |
| Programmed in logger: | Yes | Yes | Yes | Yes |
| Sensor height (m): | 80 | 78.5 | 50 | 30 |
| Support height (m): | 0.75 | 0.75 | 0.75 | 0.75 |
| Boom height (m): | 79.25 | 77.75 | 49.25 | 29.25 |
| Boom orientation (°): | -- | 310 | 314 | 315 |
| Other Sensors: | | | | |
| | Vane #1 | Vane #2 | Thermometer | Hydrometer |
| Manufacturer: | Ammonit | Ammonit | Ammonit | Ammonit |
| Type: | Thies 1st Class | Thies Compact | Thermo KP | Thermo KP |
| Programmed in logger: | Yes | Yes | Yes | Yes |
| Sensor height (m): | 78,6 | 30,1 | 10 | 10 |
| Support height (m): | 0,75 | 0,9 | 0,3 | 0,3 |
| Boom height (m): | 77,85 | 29,2 | 9,7 | 9,7 |
| Boom orientation (°): | 130 | 134 | 1 | 1 |
| Deadband orientation (°): | North | North | -- | -- |

Abb. 4.3.2: Spezifikation einer Windmessstation (re) und aufgebauete Station (li) | Quelle: Dr. A. Wiese

- Vertikales Windprofil
- Turbulenzanalyse
- Einteilung des Standorts in geeignete Windklassen
- Langfristkorrelation
- Bestimmung der jahresmittleren Windgeschwindigkeit und der Häufigkeitsverteilung der auftretenden Windgeschwindigkeiten, üblicherweise in Form einer Weibullverteilung (Wahrscheinlichkeitsmodellierung)
- Bestimmung des Energieertrages: Probability of Exceedance (PoE) P 50, P 75, P 90

Dabei besagt die Probability of Exceedance (PoE), mit welcher Wahrscheinlichkeit ein bestimmter Jahresenergieertrag erreicht wird: So bedeutet beispielsweise ein P 90- Wert von 100 GWh/a, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% am begutachteten Standort mindestens ein Jahresenergieertrag von 100 GWh erreicht wird. Es hängt dann von der Risikobereitschaft der finanzierenden Bank ab, ob sie den P 50, P 75 oder P 90- Wert als Basis der Finanzierungsberechnung heranzieht.

Solche Windgutachten werden üblicherweise von einem nach DIN ISO/IEC 17025: 20051 zertifizierten Gutachter erstellt (Anforderungen an die Kompetenz von Prüflabors, einschließlich durchzuführender Probenahmen).

Wind- und Solarstrahlungs-Messkampagnen

Sowohl bei Ressourcenpotenzialkarten als auch bei Ertragsgutachten, die oft als Grundlage für Finanzierungen dienen, stellen Messkampagnen wichtige ingenieurtechnische Aufgaben dar. Zunächst muss das Messequipment, abhängig ob für Solarstrahlung oder für Wind, bestimmte Qualitätszertifikate bzw. Spezifikationen erfüllen. Das gleiche gilt für die aufgebaute Messstation (ein Beispiel zeigt Abb. 4.3.2). So gilt z.B., dass eine Windmessung idealerweise in Höhe der Nabe der geplanten Windkraftanlage durchgeführt wird, um eine von Banken akzeptierte Windstudie zu erstellen (mindestens in 2/3 der Nabhöhe). Für die Dauer der Messung gilt: je länger, desto besser; mindestens muss jedoch eine komplette saisonale Periode gemessen werden, und es müssen Daten für eine belastbare Langfristkorrelation vorhanden sein.

4.4 Bedarfsanalyse

Andreas Wiese

Ein weiterer wesentlicher Bestandteil der ingenieurtechnischen Planungs- und Auslegungsarbeiten einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien ist die Ermittlung des jeweiligen Energiebedarfs bzw. des zukünftigen Verbrauchs oder der Verwendung.

Ganz allgemein ist dabei der Bedarf an Energiedienstleistung zu ermitteln, der mit der Anlage zu erbringen ist: Also der physikalische Nutzeffekt, der Nutzwert oder die Vorteile aus der Kombination von Energie mit energieeffizienter Technologie und/oder mit Maßnahmen, welche die erforderlichen Betriebs-, Instandhaltungs- und Kontrollaktivitäten zur Erbringung der Dienstleistung beinhalten können. Z.B. wird bei der Bedarfsanalyse ermittelt, an wie vielen Tagen ein warmer Raum mit welcher Temperatur bereitgestellt werden, oder zu welchen Zeiten welcher Raum eine bestimmte Helligkeit besitzen soll. Da das Ergebnis nicht direkt für die Auslegung einer energietechnischen Anlage genutzt werden kann, beschränkt sich die Bedarfsanalyse üblicherweise auf eine abschätzende Untersuchung der notwendigen elektrischen, thermischen und/oder mechanischen Energie.

Es gibt Sonderfälle, in denen eine Bedarfsanalyse, so wie oben beschrieben, aufgrund regulatorischer Rahmenbedingungen wegfallen kann. So z.B. in Deutschland bei Anlagen, die elektrische Energie ins Netz einspeisen und gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet bekommen. Denn entsprechend dem EEG muss der eingespeiste Strom abgenommen und vergütet werden, unabhängig davon, wie hoch der konkrete Bedarf an elektrischer Energie vor Ort ist.

Bei einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung, ohne garantierte Einspeisevergütung, wie auch generell bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung, ist dagegen die Bedarfsanalyse stets elementare Grundlage der Machbarkeit – ohne Bedarf keine Notwendigkeit einer regenerativen Energieanlage.

Bei der Energiebedarfsanalyse ist zunächst zu klären, um welches Objekt es sich handelt und welche Detaillierungstiefe notwendig ist.

So unterscheidet man im Wesentlichen:

- Nationale Energiebedarfsanalysen, die z.B. im Stromsektor eine wichtige Information über die zukünftigen Kraftwerkskapazitäten geben;
- Kommunale Energiebedarfsanalysen, in denen der Energiebedarf in einer Kommune ermittelt wird;
- Standortbezogene Energiebedarfsanalysen, z.B. für einen Industriestandort;
- Anlagebezogene Energiebedarfsanalysen, z.B. für einen ganz bestimmten Prozessschritt in einer Chemieanlage oder einer Maschine in einem Industriepark; Gebäude-

energiebedarfsanalysen, die üblicherweise mit moderner Softwareunterstützung den Bedarf an Raumwärme, Warmwasser und elektrischer Energie in Wohn- und Nichtwohngebäuden ermitteln und worauf hin die Gebäudeheizung, ggf. die KWK-Anlage und der Netzanschluss ausgelegt werden.

Bei allen aufgeführten Arten von Energiebedarfsanalysen ist das Vorgehen grundsätzlich ähnlich:

1. Erfassung der Verbraucher, bzw. Verbrauchergruppen (Art, Anzahl, Lage, etc.)
2. Ermittlung der Höchstlasten je Einzelverbraucher oder einer typischen Verbrauchergruppe
3. Ermittlung des Verbraucherverhaltens, d.h. hier im Wesentlichen die zeitliche Nachfragecharakteristik
4. Ermittlung des Jahresenergiebedarfs je Verbraucher bzw. Verbrauchergruppe
5. Aggregation der Lasten und Verbräuche
6. Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren zur Ermittlung der gesamten Höchstlast.

Generell unterscheidet sich das Vorgehen der Bedarfsanalyse bei Projekten der erneuerbaren Energien nicht im Vergleich zu konventionellen. Wichtiges zusätzliches Kriterium ist jedoch die Berücksichtigung der zeitabhängigen Verfügbarkeit der zu nutzenden erneuerbaren Energien in Verbindung mit der Zeitabhängigkeit des Bedarfs.

Im Folgenden sind die wesentlichen Elemente der Datengrundlage aufgelistet, die für die weitere Planung benötigt wird:

- Strom: Jahresstrombedarf, zeitlicher Verlauf, Qualität der elektrischen Energie (technische Verfügbarkeit, Ausfallwahrscheinlichkeit, Spannungs- und Frequenzqualität etc.), Anzahl und Lage der Abnehmer;
- Wärme/Kälte: Jahreswärme-/Jahreskältebedarf, Temperaturniveau, ggf. Druckniveau, zeitlicher Verlauf, Anzahl und Lage der Abnehmer;
- Bei einem typischen Kraftwerksprojekt (Windpark, Wasserkraftanlage, PV-Kraftwerk, CSP-Anlage, thermische erneuerbaren Energieanlage und Geothermie-Anlage zur reinen Stromerzeugung) Reduktion auf: Zu liefernde Leistung, Wie viele Stunden im Jahr ist die Leistung zu liefern (Jahresstrombedarf), Einhaltung vorgegebener Netzstandards;
- Bei thermischen Kraftwerken kommen bei Wärmeauskopplung hinzu: Jahreswärmebedarf, zeitlicher Verlauf.

In der folgenden Textbox ist dies an einem Beispiel der Versorgung einer Industrieanlage verdeutlicht, deren Energieversorgung vollständig von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energien umgestellt werden soll:

Zunächst ist der Bedarf an elektrischer und thermischer Energie sowie an Leistung zu ermitteln. Ebenfalls zu ermitteln sind die nachgefragte Höchstlast und die gesamte jährlich nachgefragte Energiemenge. Für eine überschlägige Berechnung können Jahresdauerlinien verwendet werden, für eine belastbare ingenieurtechnische Auslegung jedoch Tageslastprofile. Üblicherweise werden Letztere mit dem Bedarf an typischen Tagen z. B. typischer Werktag, Samstag, Sonntag, aufgeteilt nach Sommer und Winter, abgebildet. Daraus können dann für die Auslegung der Anlage relevante Parameter ermittelt werden. Diese können sein (je für thermisch und elektrisch): Höchstlast, Jahresenergiebedarf, sechs typische Tagesgänge mit Stundenmittelwerten, eine Jahresdauerlinie. Die ermittelten Parameter dienen zunächst zur Entscheidungsfindung, welche erneuerbaren Energieressourcen sinnvollerweise im Energiekonzept überhaupt Verwendung finden und welche nicht. Ist beispielsweise der Energiebedarf im Sommer überdurchschnittlich hoch und der Betrieb arbeitet nur tagsüber, bietet sich eine Teilversorgung mit Photovoltaik eher an als in einer Industrieanlage, die rund um die Uhr läuft und/ oder ihren Energiebedarf mehrheitlich im Winter hat. Die Parameter dienen im Weiteren zur Auslegung der Anlage, und dabei insbesondere zur Ermittlung der Residuallast, also der Last, die verbleibt, wenn die jeweils aktuell verfügbare erneuerbare Leistung von der aktuell nachgefragten Last abgezogen wird. Relevant ist dies insbesondere beim elektrischen Energiebedarf, da elektrische Energie nur teuer gespeichert werden kann und daher immer zeitgleich in Kraftwerken bereitgestellt wird, wenn sie benötigt wird, solange es noch keine wirtschaftlichen Speichermöglichkeiten in ausreichendem Umfang gibt.

Diese Residuallast ist dann entweder durch Bezug elektrischer Energie aus dem Netz zu decken oder lokal durch eine andere Art der elektrischen Energiebereitstellung, die auf der Wandlung eines speicherbaren Energieträgers beruht. Also z.B. ein Blockheizkraftwerk oder eine Gasturbine. In unserem Beispiel, in dem eine Versorgung zu 100% mit erneuerbaren Energien verlangt wird, kann dies z.B. ein Biomassekraftwerk sein, oder ein mit Biogas gespeistes Blockheizkraftwerk.

4.5 Standortwahl und Trassenfindung

Walter Wakolbinger

Besonders in dicht bevölkerten Gebieten, wie z.B. in Deutschland, wird die Trassenfindung für langgezogene Infrastrukturprojekte immer schwieriger. Von der ersten Machbarkeitsstudie über das Planfeststellungsverfahren bis hin zum Bau ist es ein langer Weg. Dabei gilt es, die unterschiedlichen Interessen der beteiligten Akteure unter einen Hut zu bringen – jede Interessensgruppe verfolgt ihre eigenen, meist durchaus nachvollziehbaren und begründeten Ziele. Um all diese Schutzgüter in die richtige Relation zu setzen und daraus dann eine ökonomisch machbare sowie ökologisch vertretbare Trassenführung zu entwickeln, bedarf es einer ausgefeilten Methodik. Damit das Ergebnis von allen Seiten akzeptiert werden kann, muss diese Methodik transparent und nachvollziehbar sein. Für das Projekt SuedLink wurde eine GIS-gestützte Raumwiderstandsanalyse sowie eine Online-Planungsbeteiligungsplattform konzipiert und umgesetzt, die die geschilderten Aspekte berücksichtigt.

Bei der Entwicklung und Auswahl einer geeigneten Route müssen viele unterschiedliche Raumwiderstände berücksichtigt werden. Sie ergeben sich aus den Umweltschutzgütern, der Raum- und Regionalplanung aber auch aus sozialen Aspekten, Naturgefahren, technischer Baubarkeit und bestehender Infrastruktur usw.. Eine Einzelbetrachtung dieser Raumwiderstände ist oft irreführend und verleitet zu falschen Rückschlüssen. Für die ganzheitliche Betrachtung hat ILF Beratende Ingenieure (München) eine GIS-gestützte Korridoranalyse entwickelt, mit welcher der Untersuchungsraum semiautomatisiert strukturiert werden kann.

Kombinierte Raumwiderstandskarte

In vielen Bereichen überlagern sich mehrere Raumwiderstände und teilweise auch bautechnische Widerstandswerte. Es ist daher erforderlich, die sich überlagernden Widerstände miteinander zu kombinieren. Es gibt zwei mögliche Ansätze, die Widerstandswerte der einzelnen Kriterien zu einem Gesamtwert zu kombinieren: Summenbildung bzw. Maximalwertverfahren.

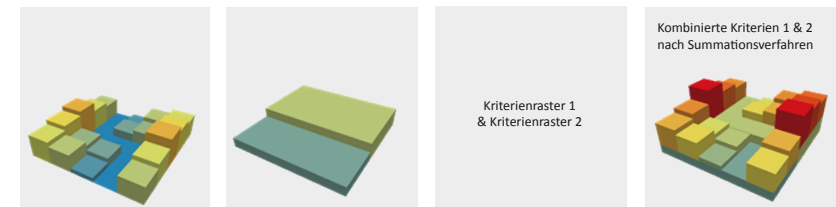


Abb. 4.5.1: Summenbildung von Widerstandswerten | Quelle: ILF

Bei der Summenbildung werden alle sich überlagernden Werte eines Rasterfeldes summiert (siehe Abb. 4.5.1).

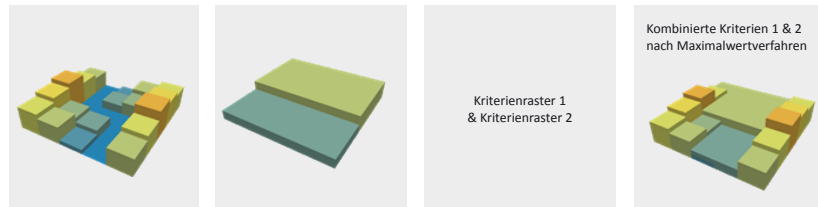


Abb. 4.5.2: Maximalwertverfahren von Widerstandswerten | Quelle: ILF

In Gebieten, in denen viele Einzelkriterien übereinander liegen, z.B. sich mehrfach überlagernde Schutzgebietsausweisungen, wie sie in der Praxis gerade bei Gebieten mit hohen Raumwiderständen durchaus üblich sind, wie z.B. bei Naturschutzgebiet und Natura2000 und raumplanerischem Vorranggebiet, führt das zu sehr hohen Werten. Das hat oft unerwünschte Ergebnisse zur Folge, da der Modellalgorithmus versuchen wird, diese Gebiete übertrieben weiträumig zu umgehen. Dies steht dem Ziel der möglichst kurzen, geradlinigen Korridorbestimmung entgegen.

Beim Maximalwertverfahren wird bei sich überlagernden Widerstandswerten einem Rasterfeld jeweils nur der höchste Wert zugewiesen, d.h. der Widerstandswert des Einzelkriteriums mit dem höchsten Widerstand.

Da die Gruppe der Umwelt- und Raumkriterien und die Gruppe der bautechnischen Kriterien voneinander völlig unabhängige Aspekte des Untersuchungsraumes beschreiben, wird für jede Gruppe gesondert der Maximalwert pro Rasterzelle ermittelt.

Im Anschluss werden die beiden Gruppen über das Maximalwertverfahren kombiniert. Bei einer Kombination über Summenbildung würden sich Werte ergeben, die aus umweltfachlicher und rechtlicher Sicht nicht vertretbar sind.

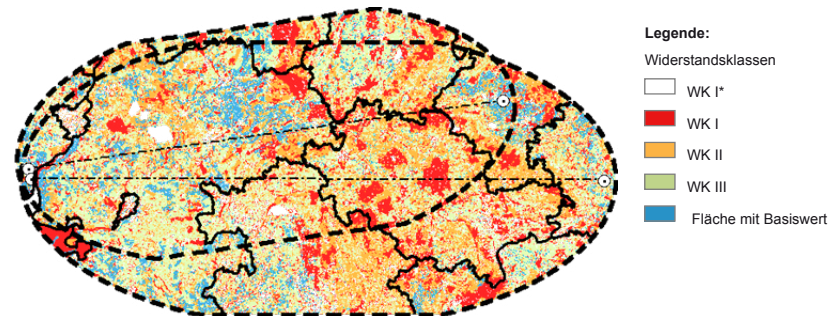


Abb. 4.5.3: Beispiel einer kombinierten Widerstandskarte im Maximalwertverfahren | Quelle: ILF

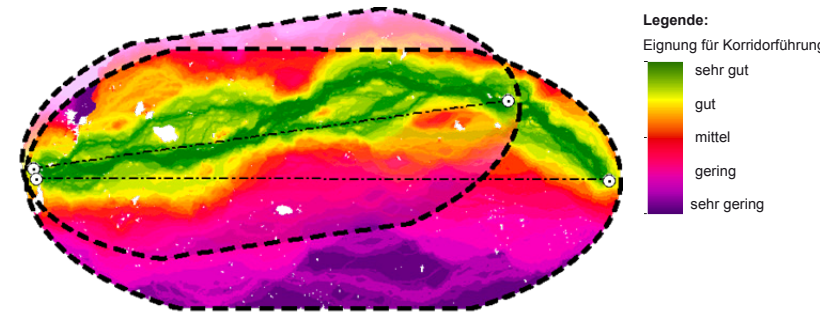


Abb. 4.5.4: Strukturierter Untersuchungsraum | Quelle: ILF

Als Ergebnis entsteht eine kombinierte Widerstandskarte, die sowohl die Widerstandswerte der Umwelt- und Raumkriterien, als auch die der bautechnischen Kriterien vereint.

Strukturierung des Untersuchungsraumes

Die kombinierte Raumwiderstandskarte liefert aber noch immer keine schlüssigen Aussagen über geeignete Grobkorridore. So kann es z.B. günstiger sein, kurze Abschnitte mit hohem Raumwiderstand zu passieren, wenn man dadurch die Korridorlänge verkürzen kann. Um dieses Problem zu lösen, wird ein Widerstands-Entfernungs-Raster für den Gesamtkorridor berechnet. Dabei wird für jede Rasterzellenposition die kürzeste gewichtete Entfernung zum Ausgangspunkt in Abhängigkeit der umgebenden Widerstandswerte bestimmt. Die Bereiche mit den niedrigsten akkumulierten Widerständen (dunkelgrün) sind am besten für die Korridorführung geeignet. Mit steigenden Werten, steigt auch das Konfliktpotenzial für die Korridorführung.

4.6 Projektmanagement

Christopher Vagn Philipsen

In Kapitel 4 des vorliegenden Leitfadens wird detailliert auf die zur Realisierung von erneuerbare Energienprojekten erforderlichen Ingenieurdienstleistungen in den einzelnen Projektphasen (Machbarkeit, Planung, Bau und Betrieb) eingegangen. Insbesondere Abbildung 4.6.1 zeigt dabei die Komplexität der Projektabwicklung über die verschiedenen Projektphasen hinweg.

Die Vielzahl der zur Realisierung eines erneuerbare Energienprojektes erforderlichen Aktivitäten erfordert eine ganzheitliche Herangehensweise, in der die wesentlichen

Projekthalte wie z.B. Anlagentechnik und -kapazität, mögliche Standorte, Genehmigungsfragen, Finanzierung/Förderung/Businessplan, infrastrukturelle Anbindung und Netzanbindung, Umweltaspekte etc. frühzeitig beleuchtet und nachhaltig geklärt werden. Auf dieser Grundlage können die für die weitere erfolgreiche Projektumsetzung erforderlichen Zielvorstellungen und -vorgaben (z.B. hinsichtlich Budget, Fertigstellungstermin, Qualitätsvorgaben, Wirtschaftlichkeit des Betriebes) formuliert werden. Das Projektmanagement bildet dabei die Gesamtheit aller bauherrnseitigen Maßnahmen, die erforderlich sind, diese formulierten Zielvorgaben einzuhalten. Hierzu zählen u.a. der ständige Abgleich zwischen den Soll-Vorgaben und dem jeweiligen Ist-Zustand, das Nachhalten von geschuldeten Leistungen, das Aufzeigen von Lösungsmöglichkeiten bei Zielabweichungen sowie die Vorbereitung und das Treffen relevanter Entscheidungen.

Die einzelnen Leistungen des Projektmanagements orientieren sich dabei am „magischen Dreieck“ der Projektentwicklung, das das Spannungsfeld zwischen der Optimierung von Kosten, Terminen und Qualitäten im Hinblick auf die Erreichung der Projektziele beschreibt.

Die wesentlichen Aspekte bzw. Aufgaben des Projektmanagements ergeben sich daraus für die Handlungsbereiche Qualitäten, Kosten und Termine. Die Optimierung dieser Managementaufgaben erfolgt durch das Schnittstellenmanagement sowie die strukturierte Bearbeitung des Handlungsbereiches Organisation, Koordination, Dokumentation und Information. Weitere essentielle Teilbereiche, auf die nachfolgend jedoch nicht näher eingegangen wird, sind z. B. das Risikomanagement, das BIM-Management (BIM = Building Information Modelling), das Lean Design und Lean Construction Manage-

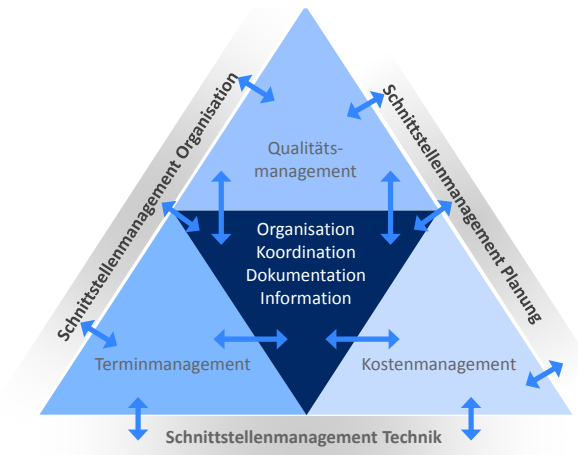


Abb. 4.6.1: Magisches Dreieck der Projektentwicklung | Quelle: Drees&Sommer

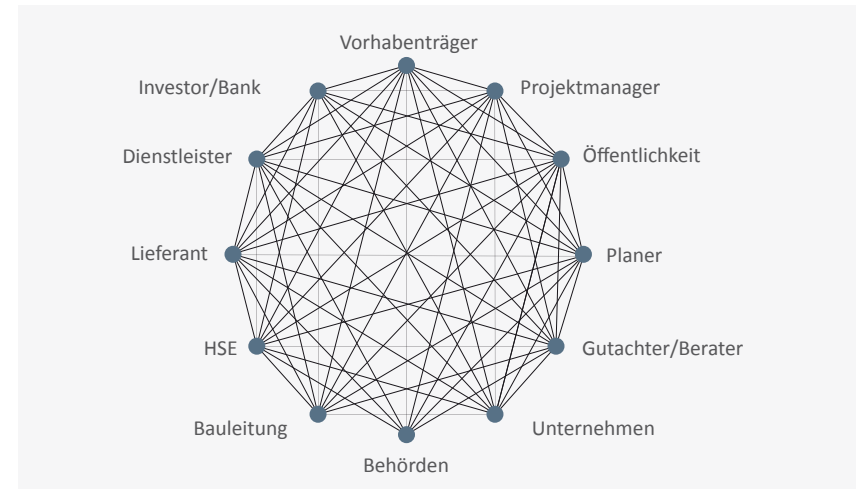


Abb. 4.6.2: Vernetzung der Projektbeteiligten | Quelle: Drees & Sommer | Grafik: RENAC

ment (LDM/LCM), das Genehmigungsmanagement, das Grundstücksmanagement oder die Öffentlichkeitsarbeit.

Die besondere Herausforderung für das Projektmanagement besteht darin, die unterschiedlichen Wünsche und Vorstellungen der an der Planung und am Bau Beteiligten (Auftraggeber, Planer, Berater, Gutachter, ausführende Firmen, Fach- und Genehmigungsbehörden, Öffentlichkeit, etc.) – ggf. auch unter Berücksichtigung unvorhergesehener äußerer Einflüsse – jederzeit so zu koordinieren, dass die Zielvorstellungen des Bauherrn letztlich realisiert werden können. Die entsprechenden personellen Kapazitäten müssen entweder beim Bauherrn selbst vorgehalten oder – sofern dort nicht vorhanden – extern eingekauft werden. Die mit dem Einsatz des Projektmanagements verbundenen Kosten sind naturgemäß abhängig von den Spezifika und Randbedingungen eines konkreten Projektes sowie dem Aufgabenumfang in den einzelnen Handlungsbereichen, sollten jedoch mit einem Ansatz von – je nach Projektgröße und -komplexität – 1 bis 3% im Projektbudget entsprechend berücksichtigt werden.

Organisation / Koordination / Dokumentation / Information

Eine der Hauptaufgaben des Projektmanagements ist der Aufbau einer auf die Projektspezifika ausgerichteten Organisationsstruktur, also der Definition von Entscheidungskompetenzen und –abläufen, Festlegung von Aufgaben, Kompetenzen und Verantwortungen etc., denn durch die Vielzahl an Projektbeteiligten und Stakeholdern ist ein hoher Grad an Vernetzung vorhanden bzw. erforderlich.

Dabei hat es sich insbesondere bei größeren und komplexen Projekten als vorteilhaft erwiesen, bei den Kernfunktionen auf Bauherrnseite eine eigenständige Projektorganisation (Aufbauorganisation) einzurichten, unabhängig von seiner übrigen Organisationsstruktur. So können leichter personelle Kapazitäten sichergestellt und Entscheidungen innerhalb des Projektes besser und schneller getroffen werden. Unterstützt wird die Arbeit des Projektmanagements durch die Aufstellung und Einführung von Prozessen und Standards für die Projektabwicklung (z.B. Besprechungswesen, Entscheidungsfindung, Information der Projektbeteiligten, etc.; Ablauforganisation).

Die abgestimmten Organisationsstrukturen und Prozesse sollten in einem projektspezifischen Organisationshandbuch zusammengestellt werden, das projektbegleitend fortgeschrieben wird.

In diesem Bereich empfiehlt sich der Einsatz eines internet-basierten virtuellen Projektraumes, so dass sichergestellt, dass alle Beteiligten immer über die aktuellen und für sie wichtigen Informationen verfügen. Gleichzeitig ist das Projektmanagement jederzeit über den aktuellen Status informiert und kann bei eventuellen Abweichungen vom geplanten Ablauf rasch entsprechende Steuerungsmaßnahmen ergreifen.

Kosten und Finanzierung

Das Projektmanagement muss stets die vollständige Erfassung aller Kosteninformationen im Blick haben, d.h. auch die zu den eigentlichen Planungs- und Baukosten anfallenden Zusatzkosten (z.B. Erschließungskosten, Gebühren, Grundstückskosten, Ablösen, Abfindungen/Entschädigungen, etc.).

Bereits zu Projektbeginn ist es dabei unerlässlich, als Grundlage für jegliche Kosten- und Mittelabflussüberwachung sowie für die Vorgabe des Kostenrahmens Strukturkriterien zu definieren. Dann ist für alle Beteiligten transparent, welche Anforderungen z.B. eines Zuwendungsverfahrens oder einer sachenlagenbezogenen Buchhaltung für die Kostenermittlungen gelten und welche Auswertungskriterien später bei den Kostenermittlungen angewendet werden sollen.

Es empfiehlt sich, seitens des Projektmanagements ein projektspezifisches Kostenüberwachungssystem zur Kosten- und Mittelabflussplanung und -überwachung einzusetzen, das auf die kaufmännischen Anforderungen des jeweiligen Projektes (z.B. Finanzierung, Förderung, etc.) zugeschnitten ist. So können z.B. Teilprojektstrukturen bei der Zuordnung von Budget-, Auftrags- und Rechnungsdaten berücksichtigt werden, so dass entsprechende Möglichkeiten zur Auswertung des Datenbestandes gegeben sind.

Terminmanagement

Im Rahmen des Terminmanagements bildet die Terminplanung, die in enger Abstimmung mit den verschiedenen Projektbeteiligten erfolgt, die wesentliche Grundlage für die Überwachung und Steuerung der zeitrelevanten Vorgänge innerhalb der Projektdauer. Eine Anpassung an veränderte Bedingungen muss jederzeit möglich sein. Die Einhaltung der Terminpläne – und dabei insbesondere des „kritischen Pfades“ (d.h. der Gesamtheit der Vorgänge, bei denen eine Verzögerung direkt auf das Enddatum durchschlägt) – muss durch das Projektmanagement genau überwacht werden. Das Projektmanagement erarbeitet bei Abweichungen vom Terminablauf entsprechende Steuerungsmaßnahmen und setzt diese – nach Abstimmung mit dem Bauherrn – durch.

Üblicherweise erfolgt das Terminmanagement auf unterschiedlichen Ebenen:

Meilensteinplan

Der Meilensteinplan bezieht sich auf die gesamte Projektdauer und spiegelt nur die wichtigsten Ereignisse (Meilensteine) wider.

Generalablaufplan

Im Generalablaufplan, der ebenfalls die komplette Projektdauer überspannt, wird der kritische Pfad ebenso dargestellt wie der Kapazitätsrahmen, logistische Einflussgrößen sowie sonstige Randbedingungen.

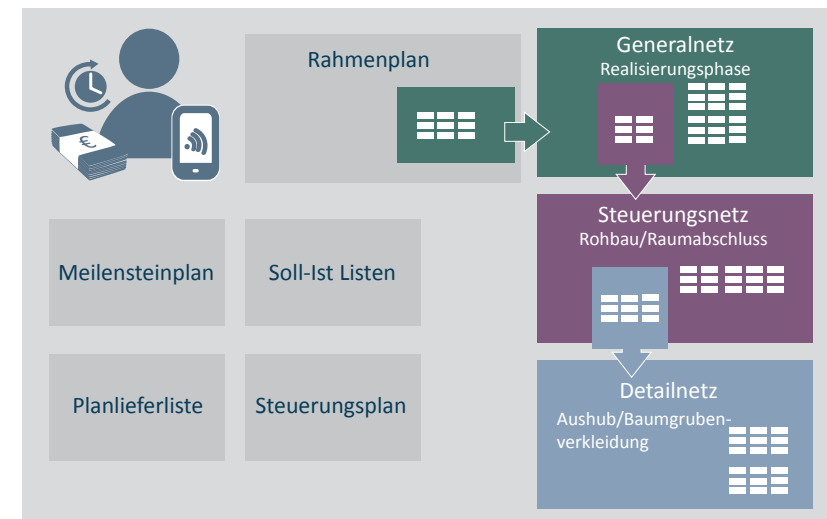


Abb. 4.6.3: Werkzeuge/Elemente des Terminmanagements | Quelle: Drees&Sommer | Abb: RENAC

Grobablaufpläne

Die Grobablaufpläne grenzen die wesentlichen Ecktermine der jeweiligen Hauptphase (z.B. Planung oder Ausführung) ein und enthalten detailliertere Aussagen über die einzelnen Vorgänge, deren Vernetzung und den kritischen Pfad. Sie beinhalten darüber hinaus die Vertragstermine mit den Planern bzw. den ausführenden Firmen.

Die detaillierteste Stufe bilden schließlich die Steuerungsterminpläne, die eine für spezifische Projektphasen erforderliche, sehr genaue Terminplanung und -überwachung ermöglichen.

Für die Terminplanung und -überwachung empfiehlt sich der Einsatz entsprechender spezifischer EDV-Tools. Auch für die Ablaufsteuerung und die Überwachung der Aufgabenerledigung durch die Projektbeteiligten (Open Item List) sollte ein entsprechendes datenbank-basiertes System eingesetzt werden.

Qualitätsmanagement

Qualitätskontrolle beginnt bereits in den frühen Projektphasen (Projektvorbereitung), also bei der Ermittlung und Zusammenstellung der Grundlagendaten sowie der Definition der Projektziele. Das Projektmanagement überprüft dann an definierten Meilensteinen des weiteren Prozesses (Quality Gates) die Planungs- und Ausführungsergebnisse auf Einhaltung der Qualitätsvorgaben.

Die Koordinationsleistungen des Projektmanagements umfassen also nicht nur den zeitlichen Ablauf in Terminplänen oder die Budgetentwicklung, sondern auch eine ganze Reihe von fachlichen Aspekten (z.B. die Andienung der Baustellen, die Verkehrsführung während der Bauzeit, die Vereinbarkeit von unterschiedlichen Bauverfahren oder Bauzuständen an benachbarten Baustellen, die Koordination unterschiedlicher Bauunternehmer/Lieferanten an benachbarten Maßnahmen, usw.).

4.7 Bankable Feasibility Study

Jens Kottsieper, Manfred Watzal

Die Bankable Feasibility Study stellt die Finanzierungswürdigkeit eines Projektes dar. Ziel ist es, eine Gesamtschau des Projektes zu erarbeiten, mit der die Rentabilität für Investoren und die Schuldendeckungsfähigkeit gegenüber Kreditgebern belegt wird.

Damit ist diese Feasibility Study ein wesentlicher Prozessbestandteil der Projektentwicklung. Sie unterscheidet sich von der technischen Machbarkeitsstudie dadurch, dass sie sämtliche Aspekte eines Projektes untersucht, um entsprechende Einkommensströme sicherzustellen und damit eine Finanzierung des Projekts zu ermöglichen.

Die Untersuchung der Notwendigkeit des Projekts, der erforderlichen Ressourcen, des Standortes, der technischen Lösung und schließlich der wirtschaftlichen Tragfähigkeit dient insbesondere der Einschätzung der Risiken bei Errichtung und Betrieb. Die Feasibility Study hat gleichzeitig die Aufgabe, politische Risiken frühzeitig zu erkennen und durch Gegenmaßnahmen abzusichern. Bestandteil der Feasibility Study ist auch ein Finanzmodell, welches die Kapitalstruktur sowie fiskalpolitische Regulierungen im Detail in diese ökonomische Betrachtung einfließen lässt.

Eigentümer der Bankable Feasibility Study ist ein Investor. Der Adressat ist ein Kapitalgeber, häufig eine Bank (daher „bankable“). Ein weiterer Adressat kann auch eine Behörde sein, der die Genehmigungsfähigkeit des Projekts nachzuweisen ist. Der Investor erstellt die Bankable Feasibility Study zunächst für sich selbst, letztlich aber um sie zur Grundlage von Finanzierungsverhandlungen mit interessierten Kapitalgebern oder Banken zu machen, mit dem Ziel, Teile des Projekts mit Fremdkapital zu finanzieren.

Das Interesse der Bank ist es, Einblicke über Markt und Einkommenssicherheit zu erhalten, um die Kreditrückzahlung nicht zu gefährden. Damit liegt ein besonderes Augenmerk auf den Risiken, die aus Errichtung und Betrieb erwachsen können.

Die Bankable Feasibility Study kann Einflüsse relevanter Anreizmechanismen (vergl. Kap. 2.3 Anreizmechanismen) untersuchen, wobei die Vorgabe von Anreizmechanismen beim jeweiligen Staat liegt. Die Untersuchung von Anreizregelungen ist v.a. in regulierten Märkten mit latenter oder fehlender Nachfrage durchzuführen, in denen ein Stimulations- oder Entwicklungsmarketing notwendig ist. Investor, Kapitalgeber oder Bank können nur auf diese Anreize reagieren. Aus den Ergebnissen einer Bankable Feasibility Study kann man allerdings ableiten, inwieweit Preisregelungen oder andere regulatorische Maßnahmen Geschäftsmodelle begünstigen oder behindern bzw. unmöglich machen.

Basiert die betrachtete Einkommensstruktur beispielsweise auf Stromabnahmeverträgen, benötigt die Bank auch Informationen über die Bonität des Abnehmers. Dieser sollte in der Lage sein, das Einkommen über die gesamte Finanzierungsphase zu garantieren. Die Abnahmezusage eines finanzkräftigen Unternehmens bedeutet eine wesentliche Verringerung des Marktrisikos und verbessert somit die Verhandlungsposition des Eigentümers gegenüber der Bank.

Die Bankable Feasibility Study betrachtet eine Projektfinanzierung für den Zeitraum vom Beginn der Projektentwicklung über Planung und Bau bis zum Betriebsende. Dann entspricht die Anlage nicht mehr dem Stand der Technik oder ist im Vergleich zu neueren Anlagen nicht mehr wettbewerbsfähig. Sie wird dann abgerissen oder ersetzt. Die Rückbaukosten sind in der Wirtschaftlichkeitsanalyse somit ebenfalls zu berücksichtigen, schmälern aber die Rendite.

4.8 Energienutzungsplan

Bettina Dittmer

Die deutsche Energiewende zieht international große Aufmerksamkeit auf sich. Klimaschutz, Ressourcenverknappung und der wachsende Bedarf an Strom oder Wärme sind die wesentlichen Treiber der Energiewende. Weil sich die erneuerbare Energietechnologie schnell entwickelt, ist es von großer Bedeutung, dass Regional- und Stadtplanung die Rahmenbedingungen langfristig verlässlich regeln. Ziel sollte ein Entwicklungskonzept sein, welches Regional- und Stadtplanung mit der Planung der regionalen Energie-Infrastruktur vernetzt. Dabei können die zur Verfügung stehenden Ressourcen verknüpft und die Eigenverantwortlichkeit der Region gestärkt werden.

Voraussetzung dafür ist eine klare Festlegung der Prozessabläufe – beginnend mit der Festlegung der Ziele, der Analyse des Status-quo und der Definition des Bedarfs. Dabei gilt es, Klimaschutz, Umwelteinwirkungen und Wirtschaftlichkeit in Einklang zu bringen. Die Betrachtung des gesamten Lebenszyklus jeder einzelnen Maßnahme – von der Erstellung, über die Nutzungszeit bis zum Rückbau einschließlich der Entsorgung und Wiederverwertung – sollte ebenso Teil dieses Prozessablaufs sein. Das Ergebnis einer solchen Untersuchung ist ein maßgeschneidertes Konzept einschließlich einer Umsetzungsstrategie, die in einer Zielvereinbarung zusammengefasst wird. Einen starken Einfluss auf den Erfolg eines Projektes hat die richtige Auswahl von Partizipationsinstrumenten (siehe Kapitel 4.9 Akzeptanzmanagement für internationale Infrastrukturprojekte).

Ein Energienutzungsplan (ENP) kann die Komplexität der Energiewende auf lokaler Ebene – Regionen, Stadtquartiere und Gemeinden – erfolgreich umzusetzen. Dieser übergeordnete Planungsrahmen soll Energieversorgung, -optimierung und Umweltverträglichkeit im Rahmen eines Gesamtkonzepts auf kommunaler Ebene regeln und koordinieren. Voraussetzung dafür sind interdisziplinäre Zusammenarbeit und Integration aller internen (Träger öffentlicher Belange) und externen Beteiligten (Versorger, Bezirksschornsteinfeger, etc.), der politischen Gremien, Fachplaner, Planungsbüros und der Öffentlichkeit. Ein solches Planungsinstrument wird bereits in Deutschland erfolgreich angewendet. Pilotprojekte gibt es ebenfalls in Dänemark, Frankreich, Irland, Japan, Kanada, Österreich, den Niederlanden, Norwegen, Schweiz und den Vereinigten Staaten.

Prozess und Ablauf eines Energienutzungsplans - Definition

In Anlehnung an einen Flächennutzungsplan, der die städtebauliche Entwicklung nach der Art der Bodennutzung definiert, soll der ENP ein ganzheitliches energetisches Konzept für die Umsetzung der Energiewende sowie energetische Planungsziele definieren.

Seine Ziele für Kommunen, Energieversorger, Investoren und Privatpersonen: Energieverbrauch senken, Energieeffizienz steigern und den Einsatz erneuerbarer Energien integrieren.

Der ENP stellt die zukünftige energetische Entwicklung des Quartiers unter Einbeziehung des Bestandes, der zu erwartenden Energieverbräuche und der zukünftigen städtebaulichen Planungen systematisch dar. Aufgabe und Ziel des ENP ist es, alle möglichen zur Verfügung stehenden energetischen Potenziale zu verknüpfen, die regionalen Energiere Ressourcen unter Berücksichtigung der Umweltverträglichkeit zu einem Gesamtkonzept zu bündeln und die Energieziele für die Allgemeinheit transparent zu machen.

Entwicklung eines Energienutzungsplans

Der Planungsprozess lässt sich in vier Phasen gliedern:

Phase 1: Ermittlung der Grundlagen, Voranalyse und Datensammlung

Diese vorbereitende Planungsphase stellt die Grundlage des gesamten Planungs- und Realisierungsprozesses dar. Dazu gehört die Zusammenstellung aller für eine Analyse notwendigen Daten wie Flächennutzungspläne, Flurpläne, Bebauungspläne, Begehungen, Liste des kompletten Gebäudebestandes, aller öffentlichen Liegenschaften, aller Betriebe, genehmigungsbedürftiger Anlagen und die Definition weiterer notwendiger Daten. Ergebnis der ersten Phase ist ein Bearbeitungsraster, vergleichbar einem Flächennutzungsplan.

Phase 2: Bestands- und Potenzialanalyse

In der Bestands- und Potenzialanalyse werden alle energiebezogenen Daten und ihre räumliche Verteilung auf dem zu betrachtenden Gebiet (Gemeinde, Ortsteil, Region) ermittelt und zusammengestellt. Es werden neben dem Energiebedarf des gesamten Gebäudebestandes auch die Infrastruktur der Energienetze und weitere Energiepotenziale erfasst. Bevölkerung und Betriebe werden durch Befragungen mit einbezogen. Ausgehend von der weiteren räumlichen Entwicklung wird die Ist-Analyse durch den zukünftigen Energiebedarf ergänzt. Das Ergebnis dieser Analyse ist eine detaillierte Datensammlung des (auch energetischen) Ist-Bestands des zu untersuchenden Gebietes (siehe Kap. 4.2 Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Kap. 4.3 Bedarfsanalyse).

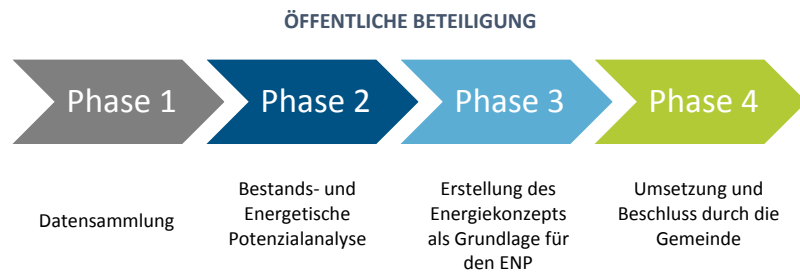


Abb. 4.8.1 Prozessablauf zur Umsetzung eines Energienutzungsplans | Quelle: Dittmer

Phase 3: Konzeptentwicklung

Auf Basis der Ergebnisse von Bestands- und Potenzialanalyse können aus vielen Versorgungskonzepten sinnvolle Varianten und Zukunftsszenarien entwickelt und diese mit den Ergebnissen der Energiebedarfsanalyse und mit der bereits vorhandenen Infrastruktur und Potenzialen für erneuerbare Energien verknüpft werden.

Im Rahmen der Konzeptentwicklung stehen im Fokus: Energieeinsparung, Einsatz erneuerbarer Energien, möglichen Synergien, mögliche Verknüpfung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen, Verknüpfung der Energieplanung mit den Stadtplanungsprozessen. Gebiete werden definiert, wo Wärmenetze geeignet bzw. ungeeignet sind und wo es besonderen Handlungsbedarf unter Berücksichtigung interkommunaler Kooperationsmöglichkeiten gibt. Ebenso können auf Basis dieser Analysen Vorschläge zu Sanierungsmaßnahmen und Optionen zur effizienten Wärmeversorgung aufgezeichnet werden. Wesentliche Bestandteile des Konzeptes sind die räumliche Zuordnung der Energiepotenziale sowie Antworten zu Frage zur dezentralen oder zentralen Wärmeversorgung eines Gebietes.

Für eine künftige nachhaltige Siedlungsentwicklung ist eine enge Verzahnung von städtebaulicher Planung und Energienutzungsplanung notwendig. Dafür müssen Sanierungs- und Zukunftsszenarien durchgespielt werden. Die Ergebnisse aus den Analysen, Bilanzen, erarbeiteten Energiekonzepten und Alternativen werden im Energienutzungsplan in Form von Karten und erläuternden Texten zusammengefasst und dargestellt.

Phase 4: Umsetzung und Beschluss des ENP

Die Umsetzung des ENP erfolgt über den Beschluss der Kommune/Stadt und dient als Grundlage für weitere Planungsinstrumente wie Flächennutzungs- und Bebauungspläne sowie städtebauliche Verträge.

Der Erfolg eines ENP steht und fällt auf der ganzen Welt mit seiner Akzeptanz durch die Bevölkerung. Deshalb sollten bereits bei der ersten Idee zur Aufstellung eines ENP

möglichst alle Akteure einbezogen werden. Wesentliche Bausteine in einem solchen Prozess: Pressearbeit, Akteursmanagement, Informationsveranstaltungen, Bürgerforen und Workshops (siehe Kap. 4.9 Akzeptanzmanagement für internationale Infrastrukturprojekte).

Verbesserungspotential gibt es noch rund um den Globus bei der Prüfung der Zielerreichung. Ein begleitendes Monitoring parallel zur Umsetzung wird bisher erst selten vereinbart. Dabei könnte die Kontrolle der Ergebnisse insbesondere für die Fortschreibung der lokalen Klimaschutzziele von entscheidender Bedeutung sein [5].

4.9 Akzeptanzmanagement für internationale Infrastrukturprojekte

Christian Semmler

In Infrastrukturprojekten internationaler Projektentwickler kommt es immer wieder zu Spannungen zwischen Projektleitung, Investoren und lokalen Anspruchsgruppen, weil Einzelaspekte eines Projektes unterschiedlich bewertet werden. Es können Projektverzögerungen entstehen, die Mehrkosten verursachen. Manchmal kommt es zu öffentlichen Auseinandersetzungen, die sich negativ auf das Image der beteiligten Unternehmen auswirken. Solch negative Wirkungen kann eine akzeptanzfördernde Kommunikationsbegleitung vermindern. Folgende Eckpunkte sollten bedacht werden:

Vor-Ort-Präsenz erzeugt Akzeptanz für das Unternehmen

Unternehmen, die mit festen Ansprechpartnern lange Zeit vor Ort sind und somit wichtige Arbeitsbeziehungen vor Projektbeginn etablieren, können Probleme während der Projektlaufzeit leichter lösen.

Beispiel: Ein Gesundheitsunternehmen wollte an einem Auslandsstandort aktiv werden. Vor Projektbeginn etablierte es sich über 2 Jahre in den regionalen Strukturen und gewann Vertrauen. Die Projekte starteten erfolgreich. Unvorhergesehene Widerstände konnten durch tragfähige soziale Kontakte geschmeidig überwunden werden.

Von Projektbeginn an: Stakeholder Analyse

Eine Stakeholder Analyse zu Projektbeginn ermöglicht, Unsicherheiten im Projektverlauf frühzeitig einzuschätzen. Wer weiß, welche Stakeholder im Projektumfeld welchen Einfluss auf den Erfolg des Projekts haben, kann Akzeptanzproblemen frühzeitig gegensteuern. Ratsam sind regelmäßige Neubewertungen im gesamten Projektverlauf.

Die passende Kommunikationsstrategie

Planer, die ihre Kommunikation mit Entscheidungsträgern und Betroffenen vor Ort verbessern möchten, stehen vor der Frage: Welches kommunikative Vorgehen steigert die Akzeptanz des Projekts am besten? Ein Patent-Rezept gibt es leider nicht, denn das kommunikative Design muss zum Projekt passen. Grundsätzlich kann zwischen einseitiger Information (z.B. durch Pressearbeit) und zweiseitiger Dialogkommunikation (z.B. durch Anhörung von Stakeholdern) unterschieden werden. Zwei Beispiele:

- Erste Eindrücke aus einer Untersuchung in Deutschland, der Russischen Föderation und der Ukraine [6] zeigen, dass Bürger in den osteuropäischen Ländern weniger eine aktive Beteiligung, sondern v.a. konsistente Information fordern. Ein Grund für Proteste sei, dass gar nicht oder nur inkonsistent informiert werde. In dieser Situation sollte eine systematische Information der Bürger eine Verbesserung der Akzeptanz bewirken.
- Etwas anders gelagert war ein deutsches Windenergieprojekt. Der Projektleiter: „Wir haben doch während des ganzen Projektes informiert!“ Der Befund: Die Stimmung vor Ort war bereits so aufgeheizt, dass die „Nur-Information“ der Bürger eine weitere Eskalation bewirkte. Vielleicht wäre eine dialogbasierte Kommunikation, die den aktiven Umgang mit den Sorgen der Bürger erlaubt, besser gewesen.

Das richtige Maß an Stakeholder-Involvement finden

Wie sieht das richtige Ausmaß eines Involvements („Einbezug“) von relevanten Stakeholdern im internationalen Umfeld aus?

Dazu ein Exkurs in die Arbeitswelt: In vielen westlichen Ländern hängt eine hohe Mitarbeiterzufriedenheit von der Möglichkeit zur Mitsprache ab. In vielen kollektivistischen Ländern mit einer so genannt hohen Machtdistanz [7] ist es die Regel, dass keine Mitsprache erfolgt und Entscheidungen vom Entscheider alleine getroffen werden. Dies wird von weiten Teilen der Bevölkerung akzeptiert.

Heißt dies, dass in kollektivistischen Ländern gar kein Involvement relevanter Stakeholder bzw. Bürger stattfinden sollte?

Hierzu eine Untersuchung aus der VR-China. Mitarbeiter wurden befragt, wie sehr ihre Arbeitszufriedenheit und Leistung von der Möglichkeit zu Mitsprache abhingen. Dabei zeigte sich, dass – wie zu erwarten – Personen mit einer hohen Machtdistanz keine Mitsprache erwarteten und dennoch mit Ihrer Arbeit zufrieden waren. Ein anderer Teil der Befragten hatte jedoch eine niedrige Machtdistanzerwartung und erwartete eine Mitsprache, die sich auf Arbeitszufriedenheit und Leistung positiv auswirkte. Für Infrastrukturprojekte in kollektivistischen Ländern könnte man ableiten, dass es auch in Ländern mit hoher Machtdistanz Stakeholdergruppen gibt, deren politisch-wirtschaftliche Zufriedenheit von Mitsprachemöglichkeiten abhängt.

Exemplarisch sei auf ein Projekt in Peru verwiesen [8], bei dem es um die Modellierung der zukünftigen Wasserversorgung der Hauptstadt Lima ging. Auch wegen der Vielschichtigkeit der Fragestellung wurde es mit einem beteiligungsorientierten Vorgehen unter Einbezug relevanter Stakeholder wie Ministerien, lokaler Verwaltung, Unternehmen sowie Vertretern aus Forschung und Bürgergesellschaft gelöst. Das Ergebnis war ein tragfähiges, von allen Parteien akzeptiertes Vorgehen.

Es gibt inzwischen Unternehmensnormen u.a. für eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung [9] und einen verantwortungsvollen Umgang mit Investments im ländlichen Raum [10]. Dort finden sich u.a. Empfehlungen zur Übertragung von Landrechten, zur Enteignung sowie für den Umgang mit indigenen Bevölkerungsgruppen. Die Anwendung dieser Normen ist freiwillig, bewährt sich aber im Projekt-Alltag. Die Normen entsprechen internationalem Recht und wurden in einem konsultativen Prozess mit Vertretern aus 133 Ländern erarbeitet.

Finanziell-materielle Beteiligung

Finanzielle Beteiligung ist eine Form des Stakeholder-Involvements, bei der es zu einer materiellen Teilhabe am Projekt kommt. Diese Beteiligungsform ist für breite Bevölkerungsschichten praktikabel. Eine derartige Beteiligung wird in sehr unterschiedlicher Form angeboten:

- Projektbezogene Bürger-Genossenschaften
- Crowdfunding für Bau-Projekte [11]
- Ausgabe von firmen- bzw. projektbezogenen Sparbriefen [12]

Diese Modelle funktionieren jedoch i.d.R. nicht, wenn breite Bevölkerungsschichten über wenig frei verfügbares Eigenkapital verfügen. Die Vergabe von Mikrofinanzkrediten könnte in Entwicklungsländern eine Alternative sein [13]. In kollektivistischen Ländern sollten jedoch Ausgleichsmaßnahmen bedacht werden, die dem Kollektiv zu Gute kommen. So ist es in Ländern der ehemaligen Sowjetunion üblich, dass Unternehmen sich am Unterhalt betriebseigener Kindergärten oder Krankenhäuser beteiligen. Ein solches Engagement wird von weiten Teilen der Bevölkerung erwartet [14].

Transparenz zahlt sich aus

Wichtiger Baustein des Akzeptanzmanagements ist eine qualitativ hochwertige Kommunikation. Sie basiert auf folgenden vier Säulen:

- Möglichst frühzeitig informieren.
- Proaktiv informieren, nicht verstecken – besonders in kritischen Situationen.
- Transparent und authentisch kommunizieren.
- Stets im Rahmen von Recht und Gesetz handeln.

Ein deutscher Projektentwickler für Windenergieanlagen mit Büros in Europa, Argentinien, Kanada und dem Iran, praktiziert ein offensives Akzeptanzmanagement [15]:

- Sehr viele Projekte haben eine eigene Projektseite mit Projektmeilensteinen und einem Lageplan der Windenergieanlagen. Es werden Texte hinterlegt, die auf konkrete Fragen der Bürger eingehen.
- Jede Projektseite in Deutschland nennt einen Projektleiter und Pressesprecher. Persönliche Kontaktaufnahme ist möglich. Auf Sorgen kann schnell reagiert werden [16].
- Pressemitteilungen berücksichtigen in ihrem Sprachstil die unterschiedlichen Bedürfnisse von Investoren oder Bürgern.

Natürlich ist eine professionelle, transparente Kommunikation mit erhöhtem Aufwand verbunden. Jedoch ist der Vorteil nicht von der Hand zu weisen: Pressevertreter können jederzeit relevante Informationen beziehen. Dies kann in kommunikativen Krisen erste Fragen schnell beantworten. Für Projektentwickler ist dies purer Zeitgewinn: Einem kritischen Stakeholder vermitteln Sie damit Vertrauen durch Transparenz. Eine potentielle Krise verliert so die erste Schärfe.

Es lohnt sich, umfassend zu analysieren, wie sich offene und differenzierte Projektkommunikation auswirkt – auf das Budget, auf die zeitlich-terminliche Zuverlässigkeit des Projektes und auf das Image des Unternehmens.

Quellen Kapitel 4

- /1/ Kaltschmitt, Streicher, Wiese: Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 5. Auflage, Spinger-Verlag 2012
- /2/ Leitfaden Energienutzungsplan, Herausgeber: Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Oberste Baubehörde im Bayerischen Staatsministerium des Innern, Stand: Februar 2011. Download unter <https://www.stmi.bayern.de/buw/energieundklimaschutz/energieleitfaden/index.php>
- /3/ Energienutzungsplan Esslingen/Neckar, Bericht zum Klimaschutz-Teilkonzept, 29.10.2013, im Auftrag der Stadt Esslingen.
- /4/ Energienutzungsplan unter besonderer Berücksichtigung des Denkmalschutzes am Beispiel der Stadt Iphofen, Untersuchung des Potenzials von Nahwärmeversorgungskonzepten in Verbindung mit Sanierungskonzepten denkmalgeschützter, historischer Gebäude in innerörtlichen Quartieren, Forschung im Auftrag des BBR im Rahmen der Forschungsinitiative Zukunft Bau. Technische Universität München, Lehrstuhl für Bauklimatik und Haustechnik, Prof.Dr.-Ing.Dr. h.c. Gerhard Hausladen, Abschlussbericht Oktober 2012.
- /5/ Strasser, H., J. Kimman, A. Koch, O. Mair am Tinkhof, D. Müller, J. Schiefelbein, C. Slotterback (2017). Implementation of energy strategies in communities, Energy and Buildings.
- /6/ www.annex63.org

- /7/ Research Project TRIPAR (ab 2017): „Participatory and effective urban planning in Russia, Ukraine & Germany“, Daniela Zupan, RWTH Aachen University, Fakultät für Architektur. Eine erste Veröffentlichung zu diesem Forschungsprojekt ist in Kürze unter <http://www.planung-neu-denken.de/> verfügbar.
- /8/ Aus Gründen der Einfachheit wird in diesem Text nicht weiter zwischen den Konzepten „Machtdistanz“ und „Kollektivismus/ Individualismus“ unterschieden. Vertiefend: <http://www.ibim.de/ikult/2-3.htm>; ausführlich: Hofstede (1997). Lokales Handeln, globales Denken.
- /9/ <http://www.lima-water.de/>
- /10/ VDI Norm 7000/7001: „Frühe Öffentlichkeitsbeteiligung von Anspruchsgruppen in Infrastrukturprojekten“ (2015), <https://www.vdi.de/wirtschaft-politik/fruehe-oeffentlichkeitsbeteiligung/>
- /11/ <http://www.fao.org/news/story/en/item/260518/icode/>
- /12/ Diese Form der Projekt-Co-Finanzierung durch Bürger wurde in Windenergie-Onshore-Projekten z.B. in Frankreich erfolgreich eingesetzt, vgl. <https://www.abo-wind.com/fr/abo-wind/index.html>
- /13/ <https://www.dkb.de/geschaeftskunden/kompetenzen/buergerbeteiligung/buergersparen/>
- /14/ Jedoch sollte diese Option auf ihre Wirkungen im sozialen Umfeld kritisch geprüft werden, vgl. <http://www.lending-school.de/blog/mikrokredite-in-entwicklungslaendern-fluch-oder-segen/>
- /15/ Die Wirkung materiellen Ausgleichs auf die wahrgenommene Legitimität einer Institution wurde unter dem Begriff der „distributive justice“ interkulturell erforscht. Als Übersichtsarbeit sei verwiesen auf: Leung, K; Stephan, W.G. (1998) Perceptions of injustice and intercultural relations. Applied and preventive Psychology. 7, S. 195 – 205.
- /16/ <https://www.abo-wind.com/>
- /17/ <https://www.abo-wind.com/uk/contact/contacts-abowind-ni.html>

5 Wirtschaftlichkeit und Finanzierung

5.1 Kosten der erneuerbaren Energien im Vergleich

Andreas Wiese

Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg erstellt wiederholt vergleichende internationale Analysen der Kosten von erneuerbaren Energien. Darin werden unter miteinander vergleichbaren Annahmen für jede Technologie die Investitionen sowie die jährlichen fixen und variablen Kosten der Anlagen für Betrieb, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Versicherungszahlungen ermittelt. Außerdem wird auf der Basis des aktuellen Standes der Technik die durchschnittliche jährliche Stromerzeugung (bzw. Wärmegewinnung oder Endenergiebereitstellung) für jede Technologie abgeschätzt. Auf dieser Basis können anschließend die Levelized Costs of Electricity bzw. Energy (LCOE) – zu deutsch Stromgestehungskosten – berechnet werden. Zur Berechnung des LCOE werden sämtliche Anfangsinvestitionen annuisiert, d.h. dynamisch in gleiche jährliche Zahlungen über den Betrachtungszeitraum – üblicherweise bei LCOE die Lebensdauer der Anlage – verteilt. Die Annuitäten werden dann mit den mittleren jährlichen Kosten für Betrieb, Wartung, Instandhaltung und Sonstigem summiert und diese Summe dann durch die durchschnittliche jährliche vergütete Energie geteilt. Dies erlaubt üblicherweise in ersten Kalkulationen einen Vergleich verschiedener Optionen für die Deckung des Energiebedarfs an einem Standort.

| [€/kWp] | PV klein (< 10 kW) | PV medium (< 1 MW) | PV Großanlage | Wind onshore | Wind offshore | Biogas | CPV |
|---------------------------|--------------------|--------------------|---------------|--------------|---------------|--------|-------|
| Investment 2019 - niedrig | 1.100 | 800 | 500 | 1.300 | 2.500 | 3.000 | 1.400 |
| Investment 2019 - hoch | 1.400 | 1.000 | 800 | 1.800 | 3.800 | 5.000 | 2.200 |

| [€/kWp] | CSP-Parabol ohne Speicher | CSP-Parabol mit 7h-Speicher | CSP-Fresnel ohne Speicher | CSP-Turm mit 16h-Speicher | Braunkohle | Steinkohle | GuD |
|---------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|------------|------------|-------|
| Investment 2019 - niedrig | 2.500 | 4.100 | 2.150 | 4.500 | 1.250 | 1.100 | 550 |
| Investment 2019 - hoch | 3.500 | 5.100 | 2.600 | 5.500 | 1.800 | 1.600 | 1.100 |

Tab. 5.1.1: Investitionen im Kraftwerksbau pro kW /18/ Solar und Windtechnologien dem aktuellen Stand der Kosten angepasst | Quelle: Schätzg. GOPA intec, Suntrace, Fichtner



Abb. 5.1.1: Photovoltaik-Freiflächenanlage | Quelle: Fotolia

Bei erneuerbaren Energien sind vor allem die Investitionen und die jährlich bereitgestellte Energie wesentlich für den Vergleich. Die jährlichen Kosten spielen – da, mit Ausnahme der Biomasse, keine Brennstoffkosten anfallen – für einen erste vergleichende Betrachtung oft nur eine untergeordnete Rolle, zumindest wenn man dies im Vergleich zu konventionellen Technologien betrachtet.

In Tab. 5.1.1 sind die Ergebnisse der Investitionskosten gegenübergestellt. Demnach liegen beispielsweise bei der PV die weltweiten Investitionen zwischen 500 bis 1.400 Euro pro kW und bei CSP mit Speicherung zwischen 4.100 bis 5.500 Euro/kW. Der Vergleich mit den Bandbreiten für die konventionelle Stromerzeugung zeigt, dass einige erneuerbare Energien, wie die PV, in einer ähnlichen Bandbreite liegen, andere hingegen deutlich darüber (z.B. CSP).

Anders sieht der Vergleich zur Kernkraft aus: Nach einer Studie von Moody's liegen 2012 die Investitionskosten neuer Kernkraftwerke bei bis zu 4.900 Euro/kW, das Angebot für zwei neue Reaktoren im Kernkraftwerk Darlington zwischen 4.650 Euro/kW (EPR) und 6.850 Euro/kW (Advanced CANDU Reactor) [1]. Die erneuerbaren Energien sind also durch deutlich niedrigere spezifische Investitionskosten gekennzeichnet als die Kernenergie. Im Vergleich zu fossilen Kraftwerken können sie in vielen Fällen in einer ähnlichen Bandbreite liegen. Dieser pure Vergleich der spezifischen Investitionen ist allein aber kaum aussagekräftig. Wichtig ist weiterhin, wie viel Strom mit der Anlage im Jahr produziert werden kann. Die Annahmen hierzu aus der gleichen Studie zeigt Tab. 5.1.2.

| PV-Anlage (Standardmodule) | Stromerzeugung pro 1 kWp |
|---|--------------------------|
| Deutschland – niedrige Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung - 950 kWh/m ² a) | 920 kWh/a |
| Deutschland – hohe Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung – 1.300 kWh/m ² a) | 1.280 kWh/a |
| Spanien – niedrige Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung – 1.500 kWh/m ² a) | 1.450 kWh/a |
| Spanien – hohe Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung – 1.800 kWh/m ² a) | 1.700 kWh/a |
| MENA – niedrige Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung – 1.800 kWh/m ² a) | 1.700 kWh/a |
| MENA – hohe Sonneneinstrahlung (horizontale Sonneneinstrahlung – 2.300 kWh/m ² a) | 2.000 kWh/a |

Tab. 5.1.2: Jahresstromerzeugung Photovoltaikerzeuger | Quelle: Schätzg. GOPA intec, Suntrace, Fichtner

| Windenergieanlage (2 –5MW) | Wind-Volllast-Stunden | Stromerzeugung pro 1 kW |
|----------------------------|-----------------------|-------------------------|
| Onshore - niedrig | 1.800 h/a | 1.800 kWh/a |
| Onshore - hoch | 3.200 h/a | 3.200 kWh/a |
| Offshore - niedrig | 3.200 h/a | 3.200 kWh/a |
| Offshore - medium | 3.600 h/a | 3.600 kWh/a |

Tab. 5.1.3: Jahresstromerzeugung Windenergieerzeuger | Quelle: Schätzg. GOPA intec, Suntrace, Fichtner

Demnach produziert eine 1-kW-PV-Anlage an Standorten in Deutschland nur zwischen rund 1.000 und 1.190 kWh im Jahr. In Süds Spanien produziert die gleiche Anlage schon fast 1.700 kWh jährlich, während eine CSP-Anlage mit 16 Stunden Speicher an einem Standort in der Mena Region fast 7.000 kWh pro Jahr elektrische Energie bereitstellen kann – ebenfalls rechnerisch zum Vergleich bezogen auf 1 kW installierte Leistung, denn sie haben keine naturgegebenen Stillstandszeiten wie z.B. Windkraftwerke oder Solaranlagen, die bei Windstille oder im Dunkeln keine elektrische Energie liefern.

Mit fossilen Brennstoffen oder mit Kernenergie befeuerte Grundlastkraftwerke können deutlich mehr elektrische Energie im Jahresdurchschnitt bereitstellen – teilweise bis zu 8.000 kWh je kW installierte Leistung.

Auf der Basis der LCOE können die Technologien eher miteinander verglichen werden (siehe Abb. 5.1.2). Demnach liegen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten von neu gebauten PV-Anlagen in Deutschland zwischen 0,05 und 0,16 Euro/kWh, für die erneuerbaren Energien in Deutschland insgesamt ebenso (weil die unteren und oberen

| CSP-Kraftwerk (100MW) | Direktnormstrahlung (DNI) | Stromerzeugung pro 1 kW* |
|--|----------------------------|--------------------------|
| Parabolrinnen mit 7h Speicher (Süds Spanien) | 2.000 kWh/m ² a | 3.300 kWh/a |
| Parabolrinnen mit 7h Speicher (MENA) | 2.500 kWh/m ² a | 4.050 kWh/a |
| Fresnel (Süds Spanien) | 2.000 kWh/m ² a | 1.850 kWh/a |
| Fresnel (MENA) | 2.500 kWh/m ² a | 2.270 kWh/a |
| Solarturm mit 16h Speicher (Süds Spanien) | 2.000 kWh/m ² a | 6.500 kWh/a |
| Solarturm mit 16h Speicher (MENA) | 2.500 kWh/m ² a | 7.000 kWh/a |

*zusätzlich abhängig von SpeichergroÙe

Tab. 5.1.4: Jahresstromerzeugung CSP Erzeuger | Quelle: Schätzg. GOPA intec, Suntrace, Fichtner

| CPV-Kraftwerk | Direktnormstrahlung (DNI) | Stromerzeugung pro 1 kW |
|--------------------|----------------------------|-------------------------|
| CPV (Süds Spanien) | 2.000 kWh/m ² a | 1.560 kWh/a |
| CPV (MENA) | 2.500 kWh/m ² a | 2.000 kWh/a |

Tab. 5.1.5: Jahresstromerzeugung CPV Erzeuger | Quelle: Schätzg. GOPA intec, Suntrace, Fichtner

Grenzen durch die große Bandbreite bei PV gesetzt sind) und für die zum Vergleich dargestellte Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken zwischen 0,04 und 0,1 Euro/kWh.

Wichtig ist, dass dieser Vergleich die Qualität der bereitgestellten Energie außer Acht lässt, so z.B. den wichtigen Aspekt der sicheren Verfügbarkeit der elektrischen Leistung zu jedem Zeitpunkt.

Stromgestehungskosten in €/kWh

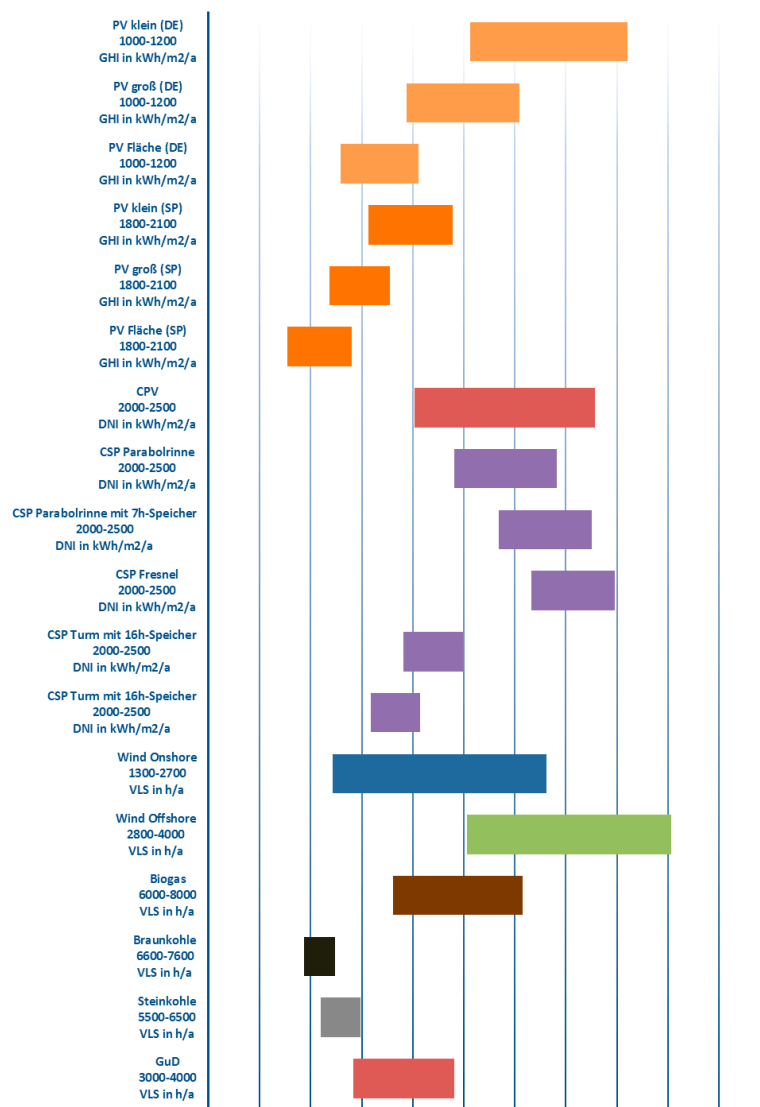


Abb. 5.1.2: Die Zahlen unter der jeweiligen Technologie geben die jährlich geleisteten Volllaststunden an – bei Solaranlagen ist es die Stromausbeute pro Quadratmeter | Quelle: Fraunhofer ISE

5.2 Projektfinanzierung und ingenieurtechnischer Beitrag

Andreas Wiese

Erneuerbare Energieprojekte werden überwiegend privat finanziert. Zwar werden viele mit öffentlichen Mitteln und von öffentlichen Trägern durchgeführt, doch dies beschränkt sich entweder auf Markteinführungsphase und/oder auf Teilmärkte. Private Finanzierungen erfordern zudem einen regulatorischen Rahmen. Das schließt oft auch ein, dass Fördergelder für privat finanzierte Projekte direkt (z.B. durch Investitionskostenzuschüsse) oder indirekt (z.B. durch eine staatlich garantierte Einspeisevergütung) vorhanden sind, oder dass regulatorische Mechanismen gewisse Anteile erneuerbarer Energien an der Versorgung vorschreiben oder begünstigen.

Große privatfinanzierte Projekte im erneuerbaren Energienbereich werden sehr oft nach dem Projektfinanzierungsansatz finanziert. Unter dem Begriff „Projektfinanzierung“ wird die Finanzierung einer wirtschaftlich und zumeist rechtlich abgrenzbaren, sich selbst refinanzierenden Wirtschaftseinheit von begrenzter Lebensdauer verstanden. Die Projektfinanzierung bildet damit den Gegenentwurf zum sogenannten Unternehmensfinanzierung (Corporate Credit Rating Based Financing). Die Finanzmittel werden demnach weder in der klassischen Form der auf die Bonität des Bestellers gerichteten Auftragsfinanzierung noch in Form einer projektbezogenen und direkt auf die Bonität der beteiligten Sponsoren abzielenden Finanzierung aufgebracht, sondern in Abhängigkeit von der erwarteten Projektwirtschaftlichkeit bereitgestellt. Bei einer Projektfinanzierung handelt es sich also um eine Art der finanziellen Abwicklung, bei der sämtliche Kosten – z.B. die Betriebskosten und der Kapitaldienst – allein und vollständig aus dem Cash Flow des Projektes bedient werden. Die Projektrisiken werden explizit verschiedenen Projektbeteiligten zugewiesen (Risk Sharing).

Abbildung 5.2.1 zeigt die wesentlichen Beteiligten bei einem projektfinanzierten Vorhaben. Zentral ist die Projektgesellschaft, die alle Projektrechte hält und die während der Projektentwicklung gegründet wird. Deutlich werden auch die verschiedenen Rollen, die ein Ingenieur innerhalb dieser Struktur wahrnehmen kann: z.B. als Ingenieur des Eigentümers (Owner's Engineer) der Projektgesellschaft, als Ingenieur des Investors (Investor's Engineer) oder Ingenieur der Banken (Bank's Engineer) der Fremdkapitalgeber, auf der Engineering, Procurement and Construction EPC-Seite oder im Betrieb.

Unabhängig davon, ob Projektfinanzierung oder eine andere Art der Finanzierung – die Projektabwicklung bei erneuerbaren Energieprojekten gliedert sich in mehrere Projektabwicklungsschritte. Sie werden teilweise parallel bzw. zeitlich überlappend verwirklicht:

Innerhalb dieser Projektabwicklung werden die ersten Teilschritte bis zur Finanzierungsgenehmigung unter dem Begriff Projektentwicklung zusammengefasst.

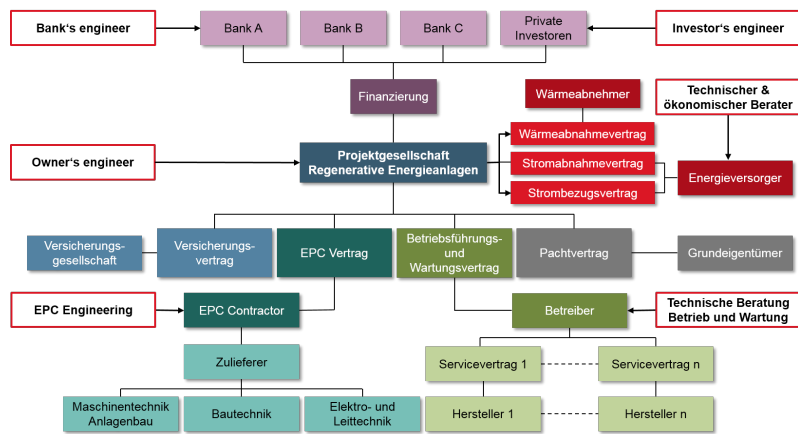


Abb. 5.2.1: Organisation eines projektfinanzierten Vorhabens aus dem Bereich der erneuerbaren Energien (Darstellung aus ingenieurtechnischer Sicht, weitere Expertise wie für Versicherung, Recht, Ökonomie sind an geeigneter Stelle einzubinden) | Quelle: Dr. A. Wiese | Abb: RENAC

Die Projektentwicklung beginnt mit der ersten Projektidee und endet, wenn beim bau- und finanzierungsreifen Projekt aus Finanzierungssicht die Finanzierungsgenehmigung (Financial Close) erreicht ist.

Der Financial Close ist definiert als der Zeitpunkt einer Vereinbarung zweier oder mehrerer Parteien – den Eigentümern bzw. Eigenkapitalgebern und der Projektgesellschaft auf der einen Seite sowie den Kreditgebern und Banken auf der anderen Seite – zu dem alle Konditionen für Auszahlungen an die Projektgesellschaft erfüllt und alle Dokumente ordnungsgemäß registriert und rechtskräftig sind.

Kernziel der Projektentwicklung ist die Entwicklung des baureifen und finanzierungsreifen Projektes. Zur Erreichung dieses Zieles sind für die Projektentwicklung folgende Aufgaben zu erfüllen:

- Technische Planung der Anlage: Bei erneuerbaren Energien schließt diese insbesondere auch die Bestandsaufnahme, Erfassung und Analyse der Ressourcenverfügbarkeit und die möglichst genaue Prognose dieser Verfügbarkeit über die gesamte Betriebsdauer der Anlage ein.
- Erhalt der Genehmigungen – wie Baugenehmigung oder Umweltgenehmigungen. Bei erneuerbaren Energieprojekten spielen im Zusammenhang mit der Umweltgenehmigung folgende Kriterien eine Rolle:
 - Visueller Einfluss (u. a. bei Windparks),
 - Einfluss auf Flora und Fauna (z.B. Vögel bei Windparks),

- Schäden durch Hebung oder Senkung des Untergrundes und seismische Ereignisse (vor allem bei Geothermie);
- Nachhaltigkeit der genutzten Biomasse;
- Entsorgungswege bei der Verwendung von Materialien mit hoher Umweltrelevanz im Schadensfall (z.B. bei bestimmten Solartechnologien wie etwa Cadmiumtellurid);
- Einflüsse aus großflächigen Anlagenbauwerken;
- Geräuschemissionen beim Betrieb;
- Abstandsregel bei Windanlagen, die länderspezifisch sehr unterschiedlich ausfallen können.
- Abhängig von der vorgesehenen Technologie können weitere, spezielle Genehmigungen erforderlich sein, z.B. für geothermische Anlagen (Aufsuchungsgenehmigung, bergrechtliche Genehmigung).

- Abschluss der Projektverträge: Generalunternehmervertrag, Energieabnahmeverträge (Stromliefervertrag (Power Purchase Agreements), welche die Einnahmen über die Betriebslaufzeit sichern, Betriebsführungsverträge, Eigenkapital- und Kreditverträge, Landnutzungsverträge, Konzessionen (z.B. für die Nutzung von Wasserrechten).
- Belastbare Kostenschätzung und Wirtschaftlichkeitsberechnung.
- Beschaffung von Eigen- und Fremdkapital.
- Schaffung von Akzeptanz für das Projekt u.a. durch frühzeitige Information und Beteiligung der Bevölkerung.
- Identifikation aller wesentlichen Projektrisiken und klare vertragliche Zuordnung der Risiken zu den Projektbeteiligten, sowie Risikovermeidungs- bzw. Risikominierungsstrategien.

Abhängig vom jeweiligen Typ des Projekts kann die Entwicklung eines erneuerbaren Energieprojekts unterschiedlich lange dauern: Von wenigen Monaten bis zu mehreren Jahren. Das liegt daran, dass z.B. während der Projektentwicklungsphase längere Messkampagnen durchgeführt werden müssen, wie es oft bei Windprojekten der Fall ist, oder wenn mit dem Projekt besonders hohe Risiken verbunden sind, wie z.B. bei der Geothermie. Am Ende der Projektentwicklung kurz vor dem Financial Close erfolgt dann die Due Diligence-Prüfung des Projektes. Due Diligence bezeichnet die „gebote- ne Sorgfalt“, mit der beim Kauf bzw. Verkauf von Projekten oder Projektbeteiligungen im Vorfeld der Beteiligung geprüft wird. Due Diligence-Prüfungen bewerten das Projekt, indem sie Stärken und Schwächen eines Projektes sowie Risiken von Beteiligten analysieren.

Dabei unterscheidet man neben der technischen Due Diligence, die eine maßgebliche Aufgabe des Ingenieurs ist, die Financial- und Steuer-Due Diligence, die Markt-Due Diligence, sowie die Legal- und ggf. Versicherungs-Due Diligence.

Die (technische) Due Diligence bedeutet also für den Ingenieur eine prüfende Aufgabe. Beispielhafte Aufgabenstellung der technischen Due Diligence für ein Photovoltaikprojekt [2].

1. Beurteilung der zugrunde gelegten Klimadaten (Einstrahlung, Temperatur, Luftfeuchte): Methodologie, Verwendete Stationen / Sensoren, Varianzen / Langzeitkorrelationen, Verifizierung der Ertragsprognose;
2. Technische Beurteilung der verwendeten Module insbesondere bezüglich: Qualität, Wirkungsgrad (auch hinsichtlich der vorhandenen Klimadaten), Garantiewerte, Lebensdauer;
3. Technische Beurteilung der angestrebten Modulverschaltung hinsichtlich: Verschattung, Kabelverluste, Effizienzoptimierung der Strang-/Generatorschaltung, Modul-MPP-Sortierung, Modulartgruppierungen;
4. Technische Beurteilung der geplanten internen Verschaltungsstrategie: Zentral / dezentral / semi-dezentral, Steuerungs- und Regelungseinheit(en) der Wechselrichter, Belüftung und Witterungsbeständigkeit dezentraler Wechselrichter, Beurteilung der verwendeten Strategie hinsichtlich (Ertragsoptimierung, Lebensdauer, Anpassung an gegebene klimatische Bedingungen);
5. Technische Beurteilung der sonstigen Einrichtungen: Aufständering (Ausrichtung, Fundamente, Lastberechnung), Verkabelung, Trassenführung, Zentrale(s) Wechselrichtergebäude (soweit vorhanden), Netzanschluss, Sicherheitseinrichtungen (Brand, Diebstahl, Personenschutz);
6. Prüfung des Wartungs- und Betriebsplanes: Personal, Verbrauchsmittelbedarf (Waschwasser etc.), Ersatzteilverhaltung;
7. Fabrikinspektion für Modulherstellung (Qualität, Homogenität, etc.);
8. Fabrikinspektion Wechselrichterherstellung (Qualität, Homogenität, etc.);
9. Prüfung des vorgesehenen Zeitplanes für Lieferung und Installation (auch hinsichtlich evtl. Lieferengpässe);
10. Technische Vertragsprüfung: Liefervertrag Module, sonstige Lieferverträge, GU Vertrag, Wartungsvertrag, Stromliefervertrag, Netzanschlussvertrag;
11. Technische Prüfung der Genehmigungsunterlagen;
12. Verifizierung der technischen Eingangsdaten in das Finanzmodell;
13. Erstellung eines Due-Diligence-Reports.

Projektrisiken in der Projektfinanzierungsphase erkennen

Durch die gesamte Projektentwicklung zieht sich das Thema „Projektrisiken erkennen“ und „Handlungsempfehlungen ableiten“. Handlungsempfehlungen können z.B. Änderungen der Planung sein, zusätzliche Kommunikationsstrategien zur Verbesserung der Akzeptanz, oder der Abbruch der Projektentwicklung bei nicht überwindbaren Hindernissen für die Projektimplementierung. Ganz allgemein unterscheidet man endogene und exogene Projektrisiken. Projektendogen sind Risiken, die von der Projektgesellschaft oder den Projektbeteiligten kontrolliert werden können. Projektexogen sind Risiken, die außerhalb der Projektbeteiligten auf das Projekt einwirken.

Wichtige endogene Risiken bei erneuerbaren Energieprojekten:

A) Ressourcenrisikogefahr, dass Rohstoffvorkommen oder Ressourcen im Umfang und Qualität hinter den Planwerten zurückbleiben. Konkret können das sein:

- Bei Windprojekten: geringes Windangebot – Risikominderungsmaßnahmen: ein oder mehrere Windgutachten;
- Bei Solarprojekten: geringes solares Strahlungsangebot – Risikominderungsmaßnahmen: ein oder mehrere Solargutachten;
- Biomasse: geringes Biomasseangebot;
- Risikominderungsmaßnahme: Biomasse-Verfügbarkeitsstudie, höhere Preise für Biomasseeinkalkulieren.

B) Technisches Risiko der angewendeten Technologie:

- Risikominderungsmaßnahmen: Verwendung standortspezifischer und bewährter Technologie (State-of-the-Art-Technologie),
- Belegung durch ausreichende Anzahl baugleicher oder ähnlicher Anlagen;
- Spezifikation einer ausreichenden technischen Qualität in der Ausschreibung
- Festschreibung im GU- oder Liefervertrag;
- Festlegung der anwendbaren Normen und Standards;
- Forderung von international anerkannten Zertifikaten;
- Auswahl geeigneter qualifizierter Ingenieurbüros beim Eigentümer (Owner's engineer), Generalunternehmer und der Banken (Lender's engineer).

C) Technisches Risiko der Fertigstellung:

- Fertigstellung mit nicht vertragsgerechter Leistung;
 - Verspätete Fertigstellung;
 - Fertigstellung zu höheren Kosten, z. B. durch Technikänderungen;
 - Nicht-Fertigstellung: die zu erwartenden Erlöse rechtfertigen nicht die Fertigstellung oder die Fertigstellung ist technisch nicht möglich.

Eine unmittelbare Auswirkung hat das Eintreten dieses Risikos auf den Cash Flow durch verringerte oder verzögerte Einnahmen sowie durch erhöhte Ausgaben. Es wird üblicherweise auf den Generalunternehmer bzw. Lieferanten, in seltenen Fällen auf die Sponsoren bzw. Eigenkapitalgeber abgewälzt.

- Risikominderungsmaßnahmen:
 - Auswahl geeigneter Anlagenlieferanten;
 - Festpreise;
 - Fertigstellungsgarantien (Anlagenlieferant, EPC-Contractor, Sponsoren);
 - Nachschussverpflichtungen für die Sponsoren.

D) Risiko finanzieller Status der beteiligten Unternehmen:

Dies gilt für Generalunternehmer, Lieferanten, Betreiber, aber auch für das Unternehmen, welches das Produkt (z.B. die elektrische Energie) abnimmt und damit über die gesamte Projektlaufzeit für alle Einnahmen des Projektes verantwortlich ist: Ist das Unternehmen finanziell in der Lage, die vertraglichen Verpflichtungen zu übernehmen? Welche Haftungen kann es eingehen? Könnten andere Unternehmen einspringen?

Wichtige exogene Risiken bei erneuerbaren Energieprojekten:

A) Zinsänderungsrisiken: Besonders bemerkbar bei kapitalintensiven Projekten und das sind zumeist Projekte mit erneuerbaren Energien; Vermeidung dieses Risikos durch Zinssicherungsgeschäfte in Form von so genannten Swaps, Caps oder anderen derivativen Finanzinstrumenten.

B) Inflations- und Währungsrisiko: Kostensteigerungen infolge von Preiserhöhungen und bei PPA ohne geeignete Gleitklausel: Verminderung der Einnahmen aus dem Stromverkauf.

C) Länderrisiken:

- Politische Risiken wie Regierungswechsel, Verzögerungen von Genehmigungsverfahren, Widerruf von Konzessionen, Enteignungen, Verstaatlichungen – Abhilfe durch staatliche Exportkreditversicherungen (Hermes).
- Wirtschaftliches Länderrisiko: Unfähigkeit bzw. Unwilligkeit eines Landes, seinen Kreditverpflichtungen nachzukommen oder Unternehmen die Begleichung ihrer Verpflichtungen gegenüber Gläubigern zu erlauben; fehlende Konvertierungsmöglichkeiten, zeitlich begrenzte oder dauerhafte Zahlungsverbote.

Die Handhabung dieser gesamten Risiken während der Projektentwicklungsphase erfolgt durch das Risikomanagement – unter Beachtung des Risikoteilungsprinzips.

Diese Aufgaben sind als Zyklus zu verstehen, zu dem im Einzelnen zählt:

- Definition des zulässigen Risiko-Exposure;
- Identifikation von Projektrisiken;
- Quantifizierung und Darstellung der Projektrisiken/des Risikoprofils;
- Mitigations (Minderungs)-Planung (Risikomanager unterstützt);
- Mitigations-Durchführung (Risikomanager überwacht);
- Neubewertung.

Eine der wesentlichen Aufgaben dabei ist das Messen und Steuern der Risiken. Ziel ist die Entwicklung einer Entscheidungsgrundlage für die Auswahl besonders geeigneter risikopolitischer Maßnahmen zur Reduzierung der Projektrisiken auf ein akzeptables Niveau.

Risikomanagement beinhaltet also die Minderung von negativen Risiken und Forcierung „positiver“ Risiken, d.h. Chancen. In kleineren Projekten wird diese Aufgabe von der Projektleitung und allen Teammitgliedern gemeinsam übernommen, bei großen Projekten, wie z.B. Offshore-Windparks, sind dazu separate Personalressourcen (Risikomanager) und entsprechende Kosteneinzuplanen. Die Ergebnisse des Risikomanagements werden kontinuierlich in mitlaufenden Kalkulationen und der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt.

5.3 Fördermöglichkeiten von erneuerbaren Energieprojekten

Thomas Kraneis

Bei der technischen Formulierung von Projekten im Bereich erneuerbare Energien kommt schnell die Fragestellung auf, welche staatlichen Finanzierungsmöglichkeiten es neben den klassischen Finanzierungen im Rahmen einer Projektfinanzierung (siehe Kap. 5.2) gibt.

Zwischenzeitlich sind nahezu in jedem Land Finanzierungskonzepte für erneuerbare Energieprojekte vorhanden. Die Finanzierungsmöglichkeiten im nationalen Bereich sind einmal die staatliche Förderung, aber auch der Privatsektor ist zwischenzeitlich stark an der Finanzierung dieser Projekte interessiert, da sich beachtliche Gewinne (Return of Investment) erzielen lassen.

Neben den nationalen Institutionen gibt es beispielhaft folgende weltweit agierende Finanzierungsagenturen:

Oben genannte Finanzierungsinstitute haben alle Spezialprogramme für erneuerbare Energien aufgelegt. Da die Investitionskosten für erneuerbare Energien in den letzten 15 Jahren dramatisch gesunken sind, können bei der Verwendung von Darlehen hervor-

| Institution | Webadresse |
|--|--------------------|
| Weltbank | worldbank.org |
| International Finance Corporation, IFC | ifc.org |
| UN Organisationen | un.org |
| Caribbean Development Bank | caribank.org |
| African Development Bank, AFDB | afdb.org |
| Asian Development Bank, ADB | adb.org |
| OPEC Fund | ofid.org |
| Saudi Fund | sfd.gov.sa |
| Abu-Dhabi Fund | adfd.ae |
| Kuwait Fund | kuwait-fund.org |
| Europäische Investitionsbank, EIB | eib.org |
| Europäische Entwicklungsbanken | de.ebrd.com |
| Kreditanstalt für Wiederaufbau, KfW | kfw.de |
| Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft, DEG | deginvest.de |
| Standard Bank | standardbank.co.za |
| Deutsche Bank | deutsche-bank.de |
| Commerzbank | commerzbank.de |

Tab: 5.3.1: Weltweit agierende Finanzierungsagenturen | Zusammenstellung: Thomas Kraneis

ragende Refinanzierungszeiten erreicht werden. Diese Refinanzierungen führen schon nach wenigen Jahren dazu, dass die Projekte im Bereich erneuerbare Energien profitabel werden.

Diese Entwicklung ist besonders im Bereich Photovoltaik und Windkraft zu beobachten. Bei der Photovoltaik gibt es im Verhältnis zu Kosten von vor 15 Jahren Kostenreduktionen von 90%. Auch im Windenergiebereich sind die Investitionskosten pro MW Leistung dramatisch gesunken – bedingt durch die Größe der Einzelanlagen. Stand der Technik sind auf dem Weltmarkt mittlerweile Anlagengrößen von 10 MW, die größtenteils im Offshore Bereich eingesetzt werden.

Die Profitabilität erneuerbarer Energieanlagen spiegelt sich auch in den Power Purchase Agreements (PPA) wider. So sind 2018 im arabischen Raum PPA abgeschlossen worden, die Strompreise von 3 US Cent/kWh ermöglichen. Die PPA für Windkraftanlagen in den USA und in China liegen bereits unter 5 US Cent/kWh – auch bei europäischen Offshore-Windprojekten soll diese Marke bald erreicht sein.

Voraussetzung bei jeder Finanzierungsanfrage ist eine „Bankable Feasibility Study“ oder eine gut formulierte Projektidee. Alle Geldgeber haben dabei ihre zu berücksichtigenden Standards. Nach einer ablehnenden Stellungnahme des möglichen Geldgebers, sollte zunächst der Ablehnungsgrund hinterfragt und behoben werden, um dann eine ertüchtigte Finanzierungsanfrage zu starten.

5.4 Independent Power Producer Strukturen

Fabian Kuhn

Hinsichtlich der Entwicklung und Umsetzung von PV-Projekten werden verschiedene Ansätze verfolgt. Ein erster Ansatz war die Einspeisevergütung (FIT – Feed-in-Tariff). Diese wurde in Deutschland als einem der ersten Länder weltweit über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eingeführt. Das EEG bildet die Grundlage für eine Netzeinspeisung des gesamten Stroms, der von den am Netz befindlichen Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien, einschließlich PV, erzeugt wird. Der Strom wird mit einem festen Betrag pro Kilowattstunde vergütet, der sich nach der Größe der PV-Anlage und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme richtet.

Seit einigen Jahren werden, besonders bei Großprojekten, andere Ansätze verfolgt. Sie basieren nicht auf einer Einspeisevergütung, sondern auf der Sonneneinstrahlung sowie den tatsächlichen Stromgestehungskosten – ohne dass dabei ein FIT-Mechanismus greifen würde.

Dies sind:

- IPP-Ausschreibungsrunden;
- Freiwillige Angebote bei staatlichen Energieversorgern;
- Private Projekte.

IPP-Ausschreibungsrunden (IPP = Independent Power Producer / Unabhängiger Stromerzeuger)

Bei den für PV üblichen IPP-Ausschreibungen wird vom Energieversorger ein qualifizierter Entwickler für den Bau, Besitz und Betrieb (BOO – Build, Own & Operate) eines PV-Kraftwerks ausgewählt, der dem Energieversorger den erzeugten Strom (kWh) verkauft.

Die Laufzeit, der Stromtarif und alle weiteren Garantien und Bedingungen werden in einem Stromabnahmevertrag (PPA – Power Purchase Agreement) festgelegt. Die übliche Laufzeit des PPA beträgt zwischen 15 und 25 Jahren.

In einigen Fällen sind die Entwickler auch mit der Standortfindung, dem Netzanschluss, der Anfertigung von Standortstudien und der Einholung entsprechender Genehmigungen betraut (u.a. in Südafrika, Chile und Indien). In anderen Fällen werden die Standorte vom Energieversorger bereits im Voraus erschlossen und entsprechende Bodengutachten, topografische Studien und Umweltverträglichkeitsprüfungen durchgeführt (z.B. in den Vereinigten Arabischen Emiraten, Ägypten, Saudi-Arabien oder Jordanien).

Freiwillige Angebote bei staatlichen Energieversorgern

Bei freiwilligen Angeboten erarbeitet der Entwickler das Projekt im Voraus, reicht ein Angebot ein und unterzeichnet im Fall der Annahme des Angebots einen Stromabnahmevertrag (PPA) mit dem staatlichen Energieversorger.

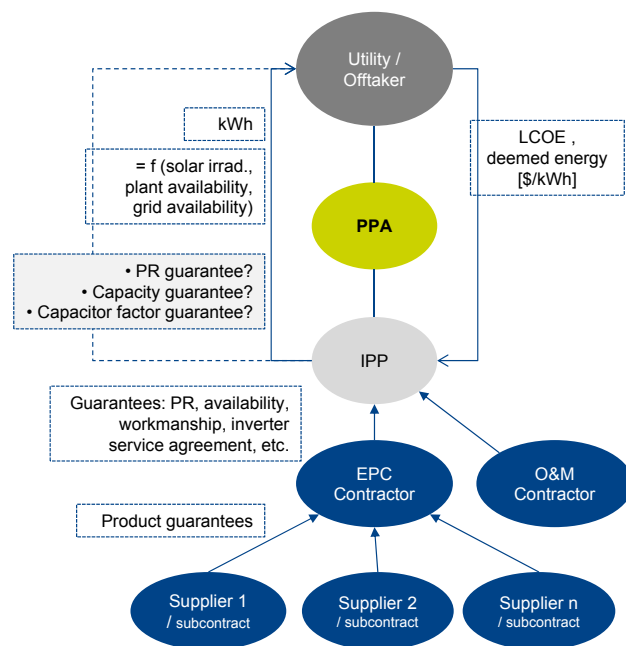


Abb. 5.4.1: Typischer Aufbau eines IPP-Programms

Private Projekte

Bei privaten Projekten führen energieintensive Unternehmen, wie Bergbauunternehmen oder landwirtschaftliche Betriebe, in isolierten oder abgeschiedenen Gebieten eine Ausschreibung über die Installation und den Betrieb eines PV-Kraftwerks für interessierte Entwickler durch. Der IPP und das Unternehmen unterzeichnen anschließend einen PPA, das den Stromverkauf regelt. Bei Bedarf kann zur Regelung der Frequenz und Begrenzung von Lastsprüngen im lokalen Netz bei schwankender Sonneneinstrahlung auch ein Stromspeicher integriert werden. Zusätzlich kann ein Teil der erzeugten Solarenergie gespeichert und in die Abendstunden verlagert werden, wenn die Sonne nicht mehr scheint, aber weiterhin Strom benötigt wird.

5.5 Lokale und regionale Direktvermarktung von Solarstrom

Thomas Schubert

Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat in Deutschland und andernorts zu einer Dezentralisierung der Stromerzeugung geführt. Immer größere Mengen des Stroms werden nicht mehr in zentralen Großkraftwerken erzeugt, sondern aus erneuerbaren Quellen über eine Vielzahl von kleineren Erzeugungsanlagen ins Netz gebracht. Damit einhergehend ergibt sich eine Vielzahl von Herausforderungen, unter anderem auch deshalb, weil direkt auf Verteilnetzebene eingespeist wird.

Bei den meisten privaten Klein- und Kleinstanlagen wird der eingespeiste Grünstrom üblicherweise gegen eine Fixvergütung nach dem EEG vergütet (sogenannte Einspeisevergütung). Der eigentlich naheliegende Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms oder der direkte Verkauf an Verbraucher in räumlicher Nähe bildet gegenwärtig noch die Ausnahme. Aufgrund der stetig sinkenden Einspeisevergütung nach dem EEG ist das Modell der Erzeugung zur Stromeinspeisung jedoch zunehmend weniger attraktiv. Zugleich sorgen die immer günstiger werdenden Preise für Erzeugungsanlagen und damit geringeren Erzeugungskosten dafür, dass die Eigenstromerzeugung bzw. Stromerzeugung für direkte Abnehmer in räumlicher Nähe aus ökonomischer Sicht sinnvoll erscheinen.

Ob die Eigenversorgung bzw. direkte Belieferung von Letztverbrauchern mit aus erneuerbaren Quellen erzeugten Stroms tatsächlich wirtschaftlich lohnend ist, hängt auch davon ab, in welchem Umfang Steuern sowie sonstige Entgelte und Abgaben auf den verbrauchten Strom vom Letztverbraucher zu entrichten sind. Allgemein setzt sich der von Letztverbrauchern zu entrichtende Strompreis aus den folgenden Komponenten zusammen:

- Kosten der Strombeschaffung / Vertrieb / Marge des Versorgers;
- EEG-Umlage;
- Netzentgelte;
- Steuern und weitere Abgaben.

In Deutschland sind die Eigenversorgung bzw. Versorgung von Stromverbrauchern in räumlicher Nähe mit verschiedenen Erleichterungen bei den grundsätzlich für den Stromverbrauch anfallenden Steuern bzw. Abgaben verbunden. Der Gesetzgeber hat diesen Ausnahmeregelungen jedoch sehr enge Voraussetzungen gesetzt. Um die Belieferung von Mietern in Wohngebäuden vom PV-Strom zu erleichtern, wurden besondere Vergütungsregelungen erlassen.

Eigenversorgung

In Deutschland hat die Stromerzeugung für den eigenen Verbrauch eine lange Tradition, insbesondere im Bereich von größeren Industrieanlagen. Erst in jüngerer Zeit ist die Deckung des eigenen Strombedarfs durch Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien hinzugekommen.

Die Eigenversorgung wird in § 3 Nr. 19 EEG 2017 gesetzlich definiert als der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt. Folgende Kriterien sind demnach entscheidend:

- Erzeugung und Verbrauch in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang;
- keine Durchleitung durch ein Netz;
- Personenidentität von Erzeuger bzw. Anlagenbetreiber und Verbraucher.

Wichtigstes Merkmal der Eigenversorgung ist die Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher. Um den Anlagenbetreiber zu bestimmen wird darauf abgestellt, wer das wirtschaftliche Risiko für die Anlage trägt. Es kommt nicht ausschließlich auf die Eigentumsverhältnisse an.

Für die Eigenversorgung gibt es nach dem EEG verschiedene Sonderregelungen, nach denen die EEG-Umlage, welche grundsätzlich auch durch Eigenversorger für ihren selbst erzeugten und verbrauchten Strom in voller Höhe zu zahlen ist, verringert wird oder vollständig entfällt. Ferner sind Eigenerzeuger, die einen Bestandsschutz geltend machen können, von der Zahlung der EEG-Umlage für die Eigenerzeugung aus ihren (älteren) Bestandsanlagen befreit.

Nach der aktuellen Gesetzeslage sind vier Formen der Eigenversorgung vollständig von der EEG-Umlage befreit, von denen nur eine explizit die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfasst (§ 61a Nr. 1 bis 4 EEG 2017):

- Kraftwerkseigenverbrauch, d.h. der Strom wird zum Betrieb der Anlage bzw. deren Neben- und Hilfsanlagen zur Stromerzeugung verbraucht;
- Inselanlagen, d.h. die Stromerzeugungsanlage ist nicht an ein öffentliches Netz angeschlossen;
- Vollständige Eigenversorgung mit aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom, wenn für die etwaige Einspeisung ins Netz keine EEG-Vergütung in Anspruch genommen wird; oder
- Stromerzeugung in Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10kW für bis zu 10 MWh an selbstverbrauchtem Strom pro Jahr.

Im Hinblick auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen kommt daher die Eigenstromversorgung vor allem für Eigenheime mit PV-Kleinanlagen sowie Großverbrauchern, welche den gesamten für den Verbrauch erforderlichen Strom aus erneuerbarer Energie erzeugen können, in Betracht.

Wird der von einem Eigenversorger erzeugte Strom in einer Anlage nach dem EEG, das heißt einer Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, oder einer hocheffizienten KWK-Anlage produziert, ohne dass die vorgenannten Fallgruppen erfüllt sind, reduziert sich die EEG-Umlage auf 40%. Für Stromspeicher gelten Sonderregelungen.

Neben der Befreiung von der EEG-Umlage können Eigenversorgungsmodelle von weiteren Vergünstigungen profitieren, insbesondere von einer Stromsteuerbefreiung, dem Wegfall von Netzentgelten, sonstigen an die Netzentgelte gekoppelten Umlagen sowie der Offshore-Haftungsumlage.

Lokale Direktvermarktung

Mit der EEG-Novelle 2014 wurde die Direktvermarktung das normale Vergütungsmodell und die Einspeisevergütung die Ausnahme. Die wesentlichen Ausnahmen ergeben sich für Bestands- und Kleinanlagen.

Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien, die ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen wurden, müssen ab einer installierten Leistung von 100 kW ihren Strom direkt vermarkten. Der Anlagenbetreiber oder ein Dritter, der den Strom direkt vermarktet, hat gegen den Netzbetreiber einen Anspruch auf Zahlung einer Marktprämie. Mit der Marktprämie erhält er einen Zuschuss zum durch die Direktvermarktung erzielbaren Strompreis, der die im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung höheren Strom-

erzeugungskosten abdecken soll. Durch die Direktvermarktung sollen die erneuerbaren Energien aus der Finanzierung durch einen gesetzlichen Vergütungsanspruch schrittweise in ein marktwirtschaftliches Umfeld überführt werden.

Eine besondere Form der Direktvermarktung stellt die sogenannte regionale Direktvermarktung dar. Dabei wird der eingespeiste Strom nicht an der Strombörse gehandelt, sondern an Abnehmer veräußert, die sich in räumlicher Nähe zu der Anlage befinden. Im Gegensatz zur Eigenversorgung muss also keine Identität zwischen Erzeuger bzw. Anlagenbetreiber und Verbraucher gegeben sein. Jedoch ist eine räumliche Nähe erforderlich.

Gesetzgeberisch gefördert wird die regionale Direktvermarktung allein durch eine Befreiung von der Stromsteuer. Von der Steuer befreit ist (gemäß § 9 Abs. 1 StromStG) unter anderem der Strom, welcher:

- in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt wird;
- vom Anlagenbetreiber an Letztverbraucher geleistet wird;
- von Letztverbrauchern im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnommen wird.

Der räumliche Zusammenhang umfasst Entnahmestellen in einem Radius von bis zu 4,5 km um die jeweilige Stromerzeugungseinheit.

Allerdings gilt die Stromsteuerbefreiung bei regionaler Direktvermarktung nicht für erneuerbare Energien, die bereits nach dem EEG gefördert werden (Doppelförderungsverbot). In dem Fall muss der Netzbetreiber die Einspeisevergütung bzw. Marktprämie um die Höhe der Stromsteuer kürzen (vgl. § 53c EEG 2017).

Bei einer lokalen Direktvermarktung außerhalb des öffentlichen Netzes bestehen neben der Befreiung von der Stromsteuer, auch der Wegfall von Netzentgelten sowie sonstiger an die Netzentgelte gekoppelte Umlagen und der Offshore-Haftungsumlage. Bei der Belieferung von Stromabnehmern unter Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes fallen die volle EEG-Umlage sowie sonstigen vom Stromabnehmer zu zahlenden Umlagen an.

Mieterstrommodell

Eine weitere Form der direkten Belieferung mit erneuerbar erzeugtem Strom stellt das sog. Mieterstrommodell dar. Mitte 2017 ist das Mieterstromgesetz in Kraft getreten, welches die Versorgung von Mietern mit lokal produziertem Strom aus PV-Anlagen besonders fördert (vgl. § 21 EEG).

Der Anlagenbetreiber erhält danach für einen Zeitraum von 20 Jahren einen Mietstromzuschlag, welcher sich nach der installierten Leistung der PV-Anlage richtet. Bei einer

installierten Leistung von 10kW beträgt dieser 3,7 Cent/kWh, bis 40 kW 3,37 Cent/kWh und bis 100 kW 2,11 Cent/kWh. Diese Werte reduzieren sich entsprechend dem Installationszeitpunkt der Anlage so wie im EEG geregelt.

Voraussetzung für die Förderfähigkeit ist grundsätzlich, dass es sich um ein oder mehrere neu installierte PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 100 kW handelt, welche auf, an oder in einem Wohngebäude errichtet sind. Damit ein Gebäude als Wohngebäude qualifiziert ist eine 40%ige Wohnnutzung erforderlich. Ferner muss die Lieferung und der Verbrauch des von der PV-Anlage erzeugten Stroms an bzw. durch die Mieter als Letztverbraucher innerhalb des Wohngebäudes oder in unmittelbarer räumlicher Nähe erfolgen, ohne dass eine Durchleitung durch das öffentliche Netz erfolgt.

Es gilt eine jährliche Ausbaugrenze von 500 MW für alle als Mieterstrommodell förderfähige Anlagen pro Jahr.

Hinsichtlich der mit den Mietern abzuschließenden Stromlieferverträge ist zu beachten, dass für den Mieter kein Abschlusszwang besteht. Vielmehr bleibt es dem Mieter unbenommen, seinen Stromanbieter frei zu wählen. Dies darf nicht durch eine Koppelung der Stromlieferung mit dem Mietvertrag umgangen werden. Maximale Vertragslaufzeit des Stromliefervertrages ist 1 Jahr mit automatischer Verlängerung um 1 Jahr. Ferner gilt eine Preisobergrenze von 90% des Grundversorgungstarifes in dem jeweiligen Netzgebiet.

Quellen Kapitel 5

- /1/ https://en.wikipedia.org/wiki/Advanced_CANDU_reactor
- /2/ IRENA, 2018: Renewable Power Generation Costs in 2017
- /3/ https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source
- /4/ Wiese, A.: Vorlesung Wirtschaftlichkeit einer regenerativen Energiebereitstellung, Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft

6 Vergütung und Ingenieurdienstleistungen

Fabian Kuhn

Die Honorierung von unabhängigen Ingenieurberatungs- und Planungsleistungen im internationalen erneuerbaren Energienmarkt hängt vom Sponsor und dem Leistungsempfänger ab, aber auch von der Art des Projektes.

Folgende Grafik veranschaulicht die unterschiedlichen Kunden und die jeweilige Rolle des technischen Beraters. Als größter Kundenstamm können üblicherweise finanzierende Banken, Investoren, Projektentwickler sowie Energieversorgungsunternehmen angesehen werden. Typische Leistungen sind unter anderem:

- Erstellung von Machbarkeitsstudien
- Ausschreibungsunterlagen
- Technische Due Diligences zur Projektfinanzierung
- Bauüberwachung und Abnahme
- Überwachung der Betriebsphase

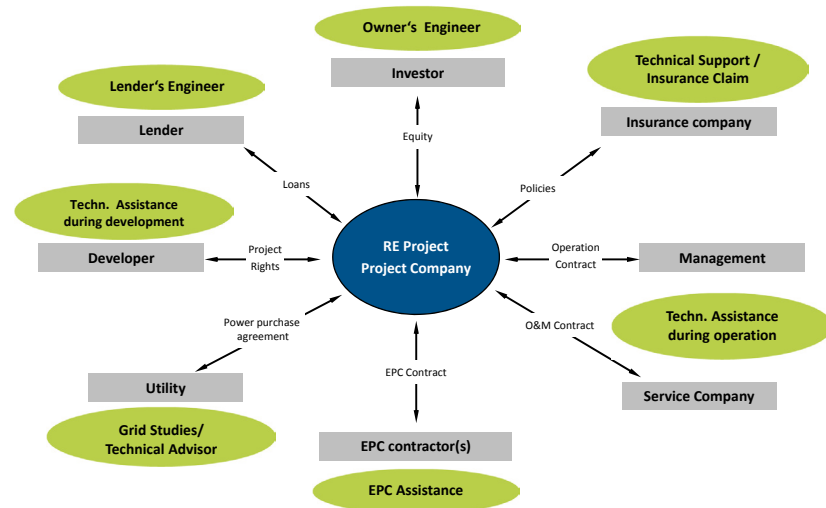


Abb. 6.1: Kunden und Beratungsleistungen technischer Berater im erneuerbaren Energiensektor | Quelle: Fichtner

Abb. 6.2 verdeutlicht die Art der Tätigkeiten des Beraters als Owner's engineer und Lender's engineer:

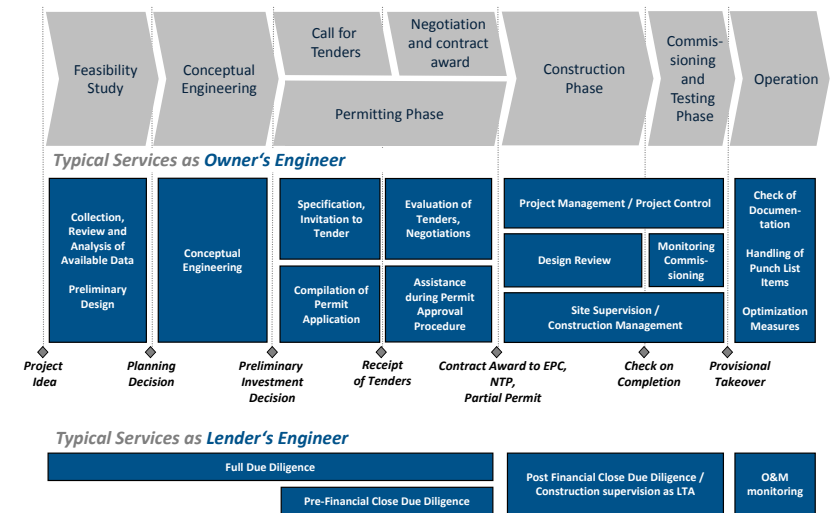


Abb. 6.2: Beraterleistungen als Owner und Lender Engineer | Quelle: Fichtner

Üblicherweise finden vier Honorierungskategorien Anwendung:

1. Pauschalpreis mit Nebenkosten
2. Pauschalpreis ohne Nebenkosten
3. Abrechnung nach Aufwand mit Obergrenze (Cap)
4. Abrechnung nach Aufwand Obergrenze (Cap)

Jeder dieser vier Honorierungsansätze hat Vor- und Nachteile.

1) Pauschalpreis mit Nebenkosten

Wird ein Vertrag mit Pauschalpreis abgeschlossen, der auch die Nebenkosten beinhaltet, liegen sowohl die Risiken als auch die Opportunitäten beim Berater. Eine klare Leistungsbeschreibung sowie eine Auflistung der Annahmen und Abgrenzungen, wie z.B. die Anzahl an Iterationen oder die Dauer einer Standortbegutachtung, definieren den Arbeitsumfang. Es ist das Risiko des Beraters, das Budget nicht zu aggressiv zu kalkulieren. Unvorhergesehener Mehraufwand für angebotene Arbeitspakete gehen in diesem Fall zu

seinen Lasten. Andererseits liegt in einem Pauschalpreis auch der Anreiz einer effizienten Bearbeitung des Projektes durch das Beraterteam. Werden alle Leistungen zur Zufriedenheit des Kunden schneller als geplant erbracht, kann ein Gewinn durch nicht aufgewendete aber kalkulierte Arbeitstage verbucht werden. Es liegt somit im Interesse des Beraters, das Projekt zügig abzuschließen.

Sollte der Kunde zusätzliche Leistungen anfragen, werden diese üblicherweise über Nachträge kalkuliert und abgerechnet. Sind die Nebenkosten im Pauschalpreis enthalten, wie z.B. Flug- oder Übernachtungskosten, liegt es am Berater, die tatsächlichen Kosten, z.B. für eine Reise, unter den kalkulierten Kosten zu halten.

Der Pauschalpreis setzt sich aus den Kosten für Arbeitstage und den Nebenkosten zusammen. Unter Umständen beinhaltet er noch einen Risikoaufschlag für unvorhergesehene Tätigkeiten. Gibt es Mitbewerber oder hat der Berater zum Ziel, in neuen Märkten oder Ländern Fuß zu fassen, kann das Angebot strategisch auch aggressiver, d.h. günstiger, abgegeben werden, um die Wahrscheinlichkeit einer Vergabe des Auftrages zu maximieren. Unter Umständen kann das Projekt dann nicht kostendeckend ausgeführt werden.

Rechnungen werden üblicherweise nach definierten Meilensteinen gestellt, z.B.:

- Anzahlung (20%)
- Standortbegehung (15%)
- Abgabe vorläufiger Bericht (25%)
- Abgabe Endbericht (40%)

2) Pauschalpreis ohne Nebenkosten

Ein Angebot dieser Kategorie unterscheidet sich zu 1) darin, dass die tatsächlichen Nebenkosten separat in Rechnung gestellt werden. Der Kunde zahlt somit keinen unnötigen Aufschlag an den Berater, wenn dieser die Nebenkosten in den Pauschalpreis konservativ einkalkuliert, da er nicht weiß, wie hoch die tatsächlichen Nebenkosten sein werden.

3) Abrechnung nach Aufwand mit Cap

Bei Projekten, die nach Aufwand abgerechnet werden, trägt der Berater die geleistete Zeit in Stundennachweise ein. Diese Nachweise werden z.B. monatlich gemeinsam mit der Rechnung an den Kunden geschickt. Dieses Vorgehen hat den Vorteil einer hohen Transparenz für den Kunden. Er kennt den regelmäßigen Projektstatus und die entsprechenden Kosten. In dem Angebot beschreibt der Berater die Leistung und schätzt den entsprechenden Aufwand ab. Bei Vertragsabschluss einigt man sich auf einen Maximalbetrag, der im Normalfall nicht überschritten werden darf. Diese Form der Abrechnung

ist für den Berater nicht immer attraktiv, da möglicher Gewinn einzig und allein in der Marge des verhandelten Tagessatzes steckt. Allerdings ist das Risiko auch begrenzt: kommt es nach Erreichen des Caps zu begründetem Mehraufwand, einigt man sich auf zusätzliches Budget, d.h. auf eine Erhöhung des Caps.

4) Abrechnung nach Aufwand ohne Cap

Aufwandsprojekte ohne Cap sind ähnlich wie 3) zu betrachten, allerdings bedarf es keiner Nachträge während der Projektlaufzeit. Aufgrund des fehlenden Deckels ist das finanzielle Risiko für den Kunden tendenziell höher. Für den Berater liegt der Reiz bei Aufwandsprojekten ohne Cap eher an einer höheren Auslastung der Mitarbeiter als an einer Gewinnmaximierung. Denn auch hier besteht der Gewinn lediglich aus der Marge im Tagessatz. Andererseits kann ein erfolgreich verhandelter Tagessatz auf Dauer auch zu einem guten Gewinn führen.

Eine passende Vertragsvorlage für unabhängige Ingenieurberatungs- und Planungsleistungen bietet das Fédération Internationale des Ingénieurs conseils (FIDIC) White Book [1], das seitens des VBI auch in deutscher Sprache veröffentlicht worden ist. Es regelt die vertraglichen Beziehungen zwischen dem Berater und dem Auftraggeber bei internationalen Projekten und wird auch von internationalen Banken wie z.B. der KfW Entwicklungsbank als Vorlage und Formulierungshilfe genutzt.

Die Bewertung der Angebote von Ingenieursdienstleistern erfolgt schwerpunktmäßig anhand der technischen Kompetenz (z.B. Lebensläufe der angebotenen Experten, Firmenreferenzen von Projekten ähnlichen Umfangs und Inhalts, Erfahrung in dem Land des Projektes). Die finanzielle Bewertung der Angebote, d.h. der Preis des Ingenieurdienstleisters, hat einen entsprechend geringeren Einfluss. Internationale Geldgeber bewerten die Angebote gewöhnlich zu 80% technisch und 20% finanziell. Es sind auch andere Variationen möglich, allerdings liegt die Bewertung des technischen Angebotes normalerweise immer über 60%.

Quellen

/1/ <https://www.whitecase.com/publications/alert/new-fidic-white-book-consultancy-services>
und https://www.vbi.de/fileadmin/redaktion/Dokumente/Infopool/Dispute_Adjudication/FIDIC_White_Book_2017_und_andere_Regelwerke.pdf

7 Abkürzungen

| | | | |
|---------------|--|-------|---|
| AbfRRL | Abfallrahmenrichtlinie | KrWG | Kreislaufwirtschaftsgesetz |
| AGEE | Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik | kWh | Kilowattstunde |
| ARegV | Anreizregulierungsverordnung | KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| BNetzA | Bundesnetzagentur | KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz |
| BOO | Build, Own & Operate | LCOE | Levelized Costs of Electricity bzw. Energy |
| CDM | Clean Development Mechanism | MW | Megawatt |
| COP | Conference of the Parties | MWh | Megawattstunde |
| CSP | Concentrated Solar Power | O&M | Operation and Maintenance (Betrieb und Wartung) |
| DSM | Demand Side Management | ONG | Oberflächennahe Geothermie |
| EE | Eneuerbare Energien | PEM | Proton-Exchange-Membrane |
| EEG | Eneuerbare Energien-Gesetz | PEMEL | Proton-Exchange-Membrane Elektrolyse |
| EEWärmeG | Eneuerbare Energien-Wärmegegesetz | PPA | Power Puchase Agreement |
| EGS | Enhanced Geothermal System | PRL | Primärregelleistung |
| ENP | Energienutzungsplan | PSKW | Pumpspeicherkraftwerke |
| EU | Europäische Union | PV | Photovoltaik |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen | TG | Tiefe Geothermmie |
| F&E | Forschungs- und Entwicklung | TWh | Terrawattstunde |
| GIS | Geographic Information System | UN | United Nations |
| GuD Kraftwerk | Gas- und Dampf-Kraftwerk | WEA | Windenergieanlagen |
| GW | Gigawatt | | |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung | | |
| HSE | Health, Safety, Environment | | |
| INDC | Intended Nationally Determined Contributions | | |
| IPP | Independent Power Producer/Unabhängige Stromerzeuger | | |
| JI | Joint Implementation | | |
| KMU | Kleine und mittelständische Unternehmen | | |