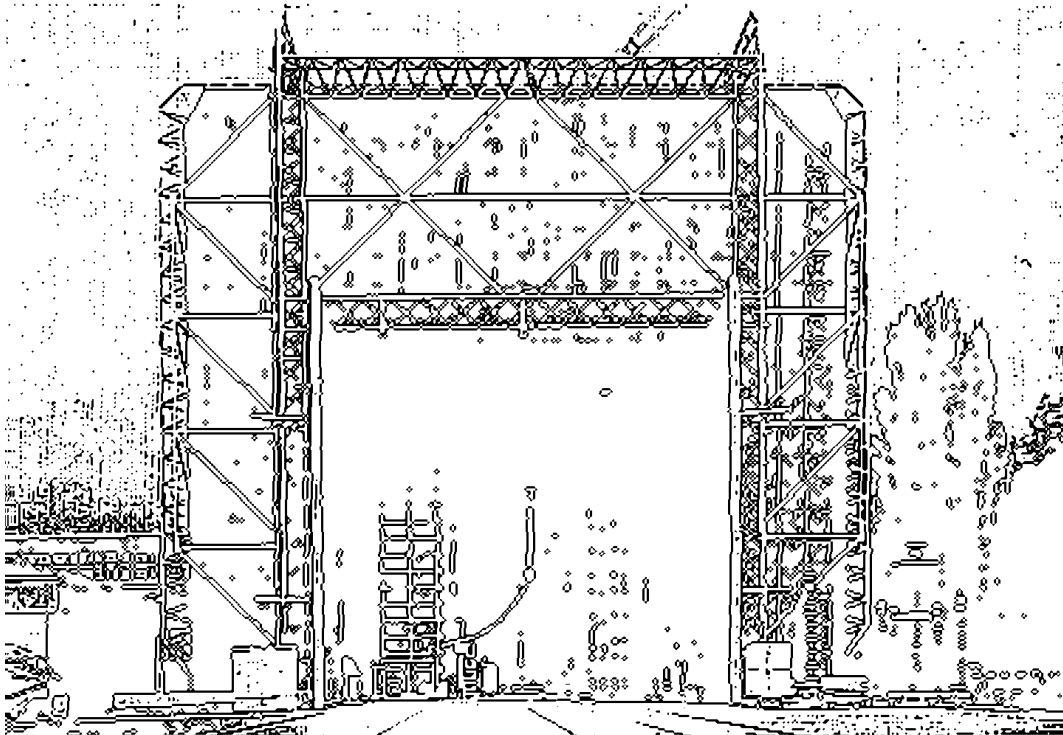


TECHNISCHE UNIVERSITÄT GRAZ

**DIPLOMARBEIT**



INSTITUT FÜR HOCHSPANNUNGSTECHNIK  
UND SYSTEMMANAGEMENT

# Erneuerbare Energieerzeugung für große Energiemengen

Diplomarbeit

durchgeführt von

**Helmut Putter**

Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement

der Technischen Universität Graz

Leiter: **Pack**, Stephan, Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.

Begutachter: **Muhr**, Hans Michael, Em.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c.

Betreuer/in: **Muhr**, Hans Michael, Em.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c.

Graz, im Februar 2013

## **EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am .....

.....

(Unterschrift)

## Kurzfassung

Diese Diplomarbeit befasst sich mit der Erzeugung von regenerativen Energien aus Sonne, Wind und Wasser. Wegen der zunehmenden Umweltproblematik wird der Umstieg auf erneuerbare Energien in Zukunft unumgänglich sein. Zuerst werden die drei Hauptlieferanten, Sonne-, Wind- und Wasserkraft, für die großtechnische Produktion von regenerativer Energie vorgestellt.

Im Anschluss daran wird für jede Energieform das Prinzip, deren Arten und die Netzanbindung abgehandelt.

Um regenerative Energiequellen als Ersatz für heute verwendete Primärenergieträger einsetzen zu können, muss die Speicherung als vorrangiges Forschungsgebiet betrachtet werden. Für zukünftige Projekte wird daher die Speicherung von Energie ein entscheidender Faktor für die Planung der Netzbetreiber sein. Aus diesem Grund werden die heute schon möglichen Speichertypen im Einzelnen betrachtet.

Zum Speicherproblem kommt noch das unzureichende Transport- und Verteilnetz. Das derzeitige 380 kV Netz ist nicht in der Lage, die zu erwartenden Mengen an Übertragungsleistungen aus solarthermischen Kraftwerken und Windenergieanlagen aufzunehmen. Deshalb muss ein neues Höchstspannungsnetz geschaffen werden, dessen Leistung über der bisher möglichen liegen wird. Die Übertragungssysteme können als HDÜ- und/oder HGÜ-Systeme aufgebaut werden, wobei man auf sehr langen Strecken ohne ein vermaschtes HGÜ-System mit zusätzlichen Punkt-zu-Punkt-Strecken nicht auskommen wird.

## Stichworte

Erneuerbare Energie  
Solarenergie  
Solarthermische Kraftwerke  
Windenergie  
Windenergieanlagen  
Wasserkraft  
Wasserkraftwerke  
Elektrische Speicher  
Thermische Speicher  
Mechanische Speicher  
Elektrochemische Speicher  
Supergrid  
Drehstromübertragung HDÜ  
Gleichstromübertragung HGÜ  
Übertragungssysteme

## **Abstract**

This thesis deals with the production of regenerative energies by using sun, wind and water. Due to increasing environmental problems it becomes inevitable to change over to renewable energies in near future. At first sun power, wind power and water power are presented which are the main suppliers of large scale production of regenerative energy. Subsequent to this it deals with the principle, the types and the grid connection of each form of energy.

In order to replace today's used primary energy sources with regenerative sources of energy the storage has to be given priority in the field of research.

Therefore the storage of energy will be an essential parameter at the planning stage for future projects of network operators. For this purpose actual state of the art storage types are examined in detail.

In addition to the problem of storage there is also the problem of the inadequate transmission and distribution network. The present 380 kV grid has not the capability to absorb the prospective quantities of transmission capacities of solar thermal power plants and of wind energy plants. Therefore an extra-high voltage grid has to be created with a much higher grid capacity than feasible at present. It is possible to establish the power transmission systems either as high voltage alternating current (HVAC) system or as high voltage direct current (HVDC) system but for very long distances a meshed HVDC system with additional point-to-point-connections will be required.

## **Catchword**

Renewable energy  
Solar energy  
Solar thermal power plants  
Wind energy  
Wind energy plant  
Hydraulic energy  
Hydroelectric power plant  
Electric storage  
Thermal storage  
Mechanical storage  
Electrochemical storage  
Supergrid  
High voltage alternating current HVAC  
High voltage direct current HVDC  
Power transmission systems

## Mögliches Zukunftsszenario für Europa



# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	7
1. Einführung .....	9
2. Erneuerbare Energieerzeugung für große Energiemengen .....	10
2.1 Allgemeines.....	10
2.2 Solarenergie.....	11
2.2.1 Allgemeines.....	11
2.2.2 Sonnenenergie .....	13
2.2.3 Nutzung der Sonnenenergie .....	14
2.3 Windenergie .....	16
2.3.1 Allgemeines.....	16
2.3.2 Geschichte .....	18
2.4 Wasserkraft.....	20
3. Solarenergie .....	23
3.1 Allgemeines.....	23
3.1.1 Photovoltaik .....	23
3.1.2 Solarthermie .....	24
3.2 Prinzip Solarthermischer Anlagen.....	26
3.2.1 Allgemeines.....	27
3.2.2 Anlagenkonzepte .....	28
3.3 Arten von solarthermischen Kraftwerken .....	30
3.3.1 Parabolrinnen-Kraftwerk.....	30
3.3.2 Fresnel-Kraftwerke.....	32
3.3.3 Turmkraftwerke.....	32
3.3.4 Dish-Stirling-Kraftwerke .....	36
3.3.5 Aufwindkraftwerke .....	37
3.4 Netzanbindungen von Solarthermischen Kraftwerken.....	39
4 Windenergie.....	40
4.1 Prinzip .....	40
4.2 Arten.....	40
4.2.1 Widerstandsläufer.....	40
4.2.2 Auftriebsnutzende Windräder .....	41
4.3 Windenergieanlagen.....	42
4.3.1 Vertikalachsenanlagen.....	43
4.3.2 Horizontalachsenanlagen .....	47
4.4 Offshore Windparks .....	61
4.4.1 Windpotentiale .....	61
4.4.2 Fundamentformen .....	62
4.4.3 Projekt Alpha Ventus .....	71
4.5 Netzanbindung von Windkraftanlagen.....	74

5. Wasserkraft .....	79
5.1 Prinzip .....	79
5.2 Laufwasserkraftwerke .....	83
5.3 Pumpspeicherkraftwerke .....	84
5.4 Netzanbindung von Wasserkraft .....	86
6. Speicherung von regenerativer Energie .....	88
6.1 Elektrische Speicherung .....	88
6.1.1 Supraleitende Spulen .....	88
6.1.2 Kondensatoren .....	89
6.2 Thermische Speicher für Solarthermische Anwendungen .....	90
6.2.1 Sensible Flüssigsalzspeicher .....	91
6.2.2 Sensible Feststoffspeicher .....	92
6.2.3 Latentwärmespeicher .....	93
6.3 Mechanische Speicher .....	93
6.3.1 Druckluftspeicherung für Windenergieanlagen .....	93
6.3.2 Pumpspeicherkraftwerke .....	95
6.3.3 Schwungradspeicher .....	96
6.4 Elektrochemische Speicher .....	97
6.4.1 Blei-Säure-Akkumulatoren .....	97
6.4.2 Lithium Ionen Akkumulatoren .....	98
6.4.3 Redox-Flow-Batterien .....	99
6.4.4 Wasserstoffspeicher .....	101
6.4.5 Synthetisches Methan .....	102
7. Supergrid .....	103
7.1 Drehstromübertragung HDÜ .....	106
7.2 Gleichstromübertragung HGÜ .....	107
7.3 Übertragungssysteme .....	111
8. Resümee .....	113
9. Zusammenfassung .....	114
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>115</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>120</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>129</b>
<b>Index .....</b>	<b>132</b>



# 1. Einführung

Bedenkt man die Probleme mit Kernkraftwerken wie Fukushima, gefolgt von der offenen Frage der Endlagerung des radioaktiven Abfalls und der Klimaerwärmung durch den CO<sub>2</sub> Ausstoß, macht die umweltpolitische Situation es erforderlich, sich um die Erschließung von neuen Energiequellen Gedanken zu machen.

Die Kernenergie wird voraussichtlich in den kommenden Jahrzehnten aus dem Energieportfolio vieler Energiebetreiber ausscheiden. Die Bundesrepublik Deutschland hat schon den Atomausstieg beschlossen und den Ausbau der regenerativen Energien in Angriff genommen.

In anderen europäischen Ländern wird die Bereitstellung von Energie mit konventionellen Energieträgern wie Kernenergie, Kohle, Gas und Erdöl in Zukunft immer kostenintensiver und schwieriger werden, weshalb regenerative Energiequellen künftig immer mehr an Bedeutung gewinnen werden.

Die Förderung von Erdöl und Erdgas erweist sich jetzt schon als immer schwieriger. Um schon ausgebeutete Erdölfelder weiter betreiben zu können, müssen neue teure Verfahren angewendet werden. Hingegen müssen zur Erschließung von neuen Quellen, wie Ölschiefer, umweltpolitisch fragwürdige Verfahren angewendet werden.

Durch die Erzeugung von Energie in fossilen Kraftkraftwerken steigt auch der CO<sub>2</sub> Ausstoß immer mehr an, was in Zeiten des Klimawandels auch weitere Probleme mit sich bringt.

Die Energie der Sonne steckt eigentlich in jeder uns bekannten Energiequelle, denn auch fossile Energieträger haben zu ihrer Entstehung die Energie der Sonne benötigt.

Die Verwendung von erneuerbaren Energiequellen sollte ein Mix aus dezentraler und zentraler Erzeugung und Einspeisung ins Verbundnetz sein. Dezentrale Erzeugung könnte aus Photovoltaik, kleinen Wasserkraftwerken, kleinen Windanlagen auf Hausdächern und ähnlichen Anlagen bestehen. Die Einspeisung erfolgt dabei direkt in die lokalen Verteilungsnetze, die dafür aber aufnahmefähig sein müssen.

Die zentrale Bereitstellung von Energie käme dann von großen Windanlagen sowohl an Land als auch im Offshore Bereich, sowie von solarthermischen Großanlagen in Wüstengebieten, speziell für Europa im Mittelmeerraum mit Wasserkraftanlagen an großen Flüssen und auch in Fjorden, wie in den skandinavischen Ländern.

## 2. Erneuerbare Energieerzeugung für große Energiemengen

### 2.1 Allgemeines

[Literatur: 2.1; 2.2; 2.3; 3.5]

Grundsätzlich wird in dieser Arbeit auf die unterschiedlichen Arten der regenerativen Energieerzeugung eingegangen, siehe Abbildung 2.1, im Einzelnen auf die Erzeugung von Energie aus Sonne, Wind und Wasser und dabei vor allem die Erzeugung der Energie für große Energiemengen.

Die Zukunft liegt im Ausbau der Sonnenenergie mit CSP-Anlagen und der Offshore-WEA's, die das größte Potential haben, um den Energiebedarf der kommenden Jahrzehnte zu decken. Die Wasserkraft ist in Europa schon recht gut erschlossen, aber weltweit liegt auch hier noch Potential, das genutzt werden könnte. Ein Überblick der zu erwartenden Energiemengen wird in Abbildung 2.2 gegeben.

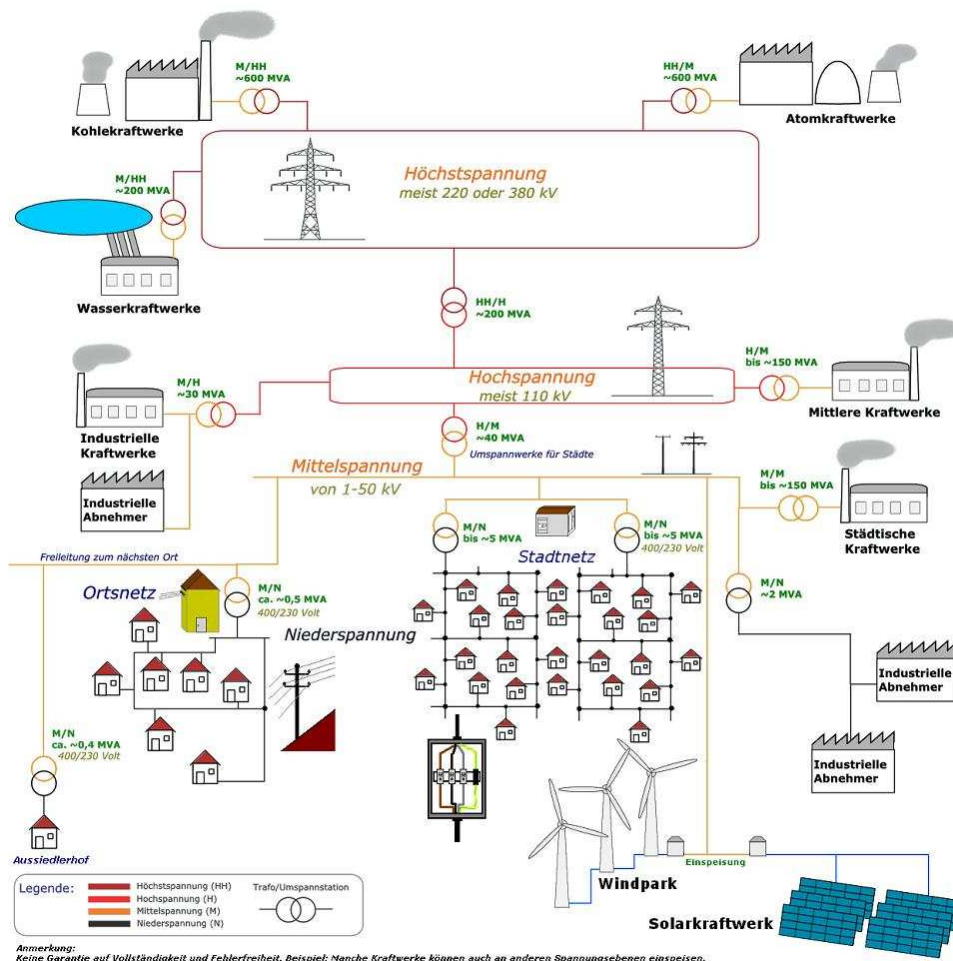


Abbildung 2.1 Schema der Energieversorgung [2.1]



Abbildung 2.2 Überblick über zu erwartende Energiemengen [2.2]

Zur erneuerbaren Energieerzeugung für große Energiemengen zählen Solarthermische Kraftwerke sogenannte CSP, Windkraftanlagen auch WEA genannt und Wasserkraftwerke.

## 2.2 Solarenergie

### 2.2.1 Allgemeines

Unter Sonnenschein versteht man einerseits die Wetterlage auf der Erde und andererseits die von der Sonne kommenden Lichtstrahlen, die die Erde erreichen. Für unsere Existenz ist und war die Sonnenstrahlung und deren Energie schon immer die Grundlage für jedes Leben.

Die Pflanzen nutzen die Energie durch Photosynthese, um ihren Energiebedarf zu decken. Im Alltag wurde die Energie auch schon lange durch den Menschen genutzt, wie zum Beispiel zur Erwärmung von Wasser.

Die Sonnenstrahlung ist die von der Sonne gesamt ausgesandte elektromagnetische Strahlung. Die größte Intensität liegt dabei im sichtbaren Bereich des Spektrums, Abbildung 2.3. Das Spektrum reicht von harter Röntgenstrahlung mit weniger als 0,1 nm bis zu Radiowellen.

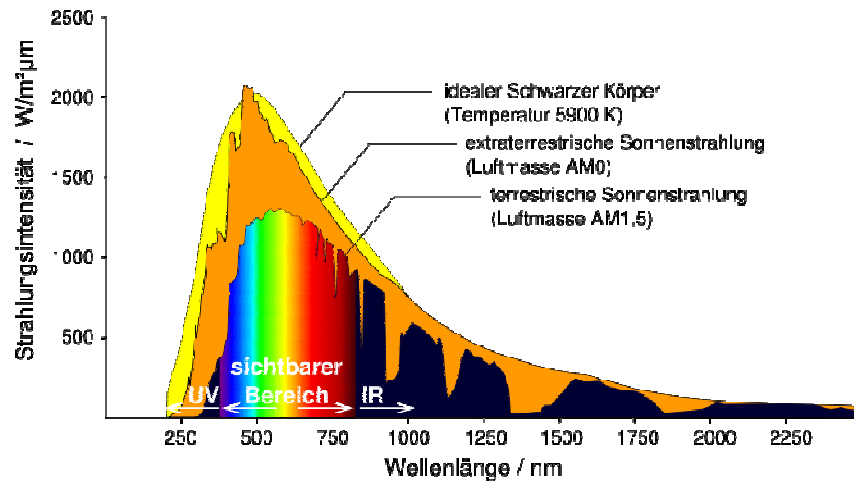


Abbildung 2.3 Strahlungsintensität oberhalb und auf der Erdoberfläche [2.3]

Für die Bestrahlungsstärke an der Obergrenze der Erdatmosphäre wurde die Solarkonstante  $E_0$  festgelegt. Sie gibt die mittlere Leistung der Strahlung pro Fläche zur Grenze der Atmosphäre an.

$$E_0 = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = 1367 \frac{\text{J}}{\text{m}^2 \text{s}} = 1367 \frac{\text{kg}}{\text{s}^3}$$

Am Boden kommen von den  $1367 \text{ W/m}^2$  54% der eingestrahltten Energie an, also ca.  $740 \text{ W/m}^2$ . Dieser Wert ergibt sich aufgrund der Dämpfung der Atmosphäre, wobei bei klarem Wetter und hohem Sonnenstand der sichtbare Anteil zum größten Teil die Erdoberfläche erreicht.

Fällt die Sonneneinstrahlung schräg ein, verteilt sie sich auf eine größere Fläche und die Bestrahlungsstärke sinkt. Am Äquator ist dieser Einfluss kaum merkbar, da die Sonne dort zu Mittag immer senkrecht steht, in Mitteleuropa wirkt sich das aber sehr wohl aus. Im Sommer sinkt die Bestrahlungsstärke auf  $700 \text{ W/m}^2$  bei einem Sonnenwinkel von ca.  $60^\circ$ , im Winter jedoch, wenn der Einstrahlwinkel nur mehr bei etwa  $18^\circ$  liegt, sinkt die Bestrahlungsstärke auf nur mehr ca.  $247 \text{ W/m}^2$ .

Die Globalstrahlung setzt sich aus der direkten Sonneneinstrahlung und diffus aus an Wolken und Lufthülle gestreuter Strahlung zusammen. Abbildung 2.4 zeigt die Globalstrahlung in Österreich. Die pro waagrechter Fläche

eintreffende gesamte Strahlungsleistung der Sonne misst man mit einem Pyrheliometer und wird in  $\text{W}/\text{m}^2$  angegeben.

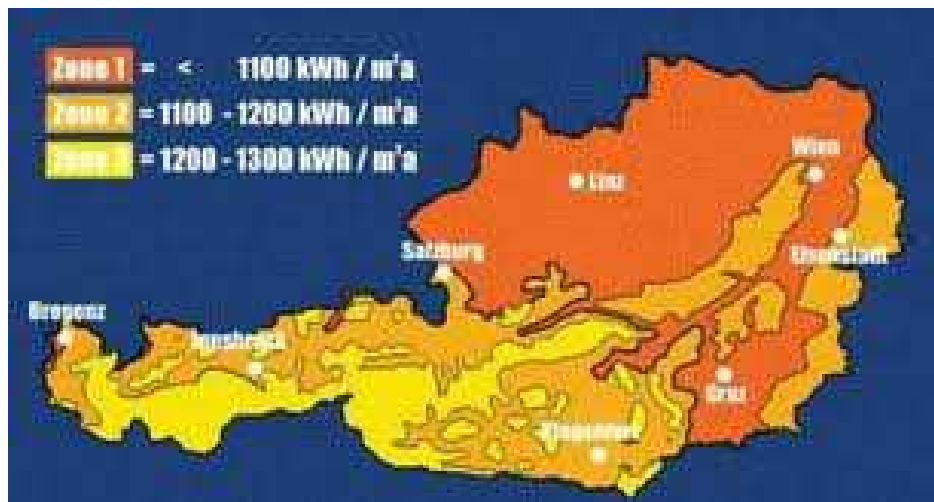


Abbildung 2.4 Globalstrahlung in Österreich [2.4]

Natürlich spielt die geographische Lage eine entscheidende Rolle. In der Steiermark kann man in Tal- und Beckenlandschaften und in alpensüdseitigen Gebirgsgruppen im Mittel bis zu ca.  $1150 \text{ kWh}/\text{m}^2$  messen. Hingegen gibt es in nordexponierten Steilhanggebieten im Winter kaum direkte Sonneneinstrahlung, weshalb die Werte im Jahresdurchschnitt teils unter  $600 \text{ kWh}/\text{m}^2$  bleiben.

Die mittlere Sonnenscheindauer ist definiert als jene Zeitspanne, in der die direkte Sonnenstrahlung senkrecht zur Sonnenrichtung mindestens  $120 \text{ W}/\text{m}^2$  beträgt. Im Gebiet um den Neusiedlersee erreicht sie laut ZAMAG im Jahr im Mittel rund 1850 bis 2100 Sonnenstunden. Diese Werte sind aufgrund der südlicheren Lage Österreichs um ca. 10% höher als in Deutschland.

### 2.2.2 Sonnenenergie

Unter Sonnenenergie oder auch Solarenergie versteht man die Sonnenstrahlung, die von der Sonne ausgesandt und durch Kernfusion erzeugt wird. Sie wird als elektromagnetische Strahlung der Sonne ausgestrahlt. Wie schon oben erläutert, ist die Intensität der Strahlung sehr vom geographischen Ort und dem Zustand der Atmosphäre abhängig.

Weiters beeinflussen die Luftfeuchtigkeit, die Wetterlage und der Winkel der Sonneneinstrahlung den Weg, den die Sonnenstrahlung zurücklegt und damit, wie viel Intensität am Boden ankommt.

Die Abhängigkeit der Strahlungsleistung vom Einfallswinkel kann durch folgende Formel ausgedrückt werden.

$$J = J_0 * \sin(\beta) \text{ mit } J \dots \text{Strahlungsleistung}$$

$J_0$  ... Strahlungsleistung bei senkrechtem Einfallswinkel

$\beta$  ..... Einfallswinkel

Bevorzugt dabei sind Regionen, die sich wie in Abbildung 2.5 ersichtlich, nahe dem Äquator im sogenannten Sonnengürtel befinden.

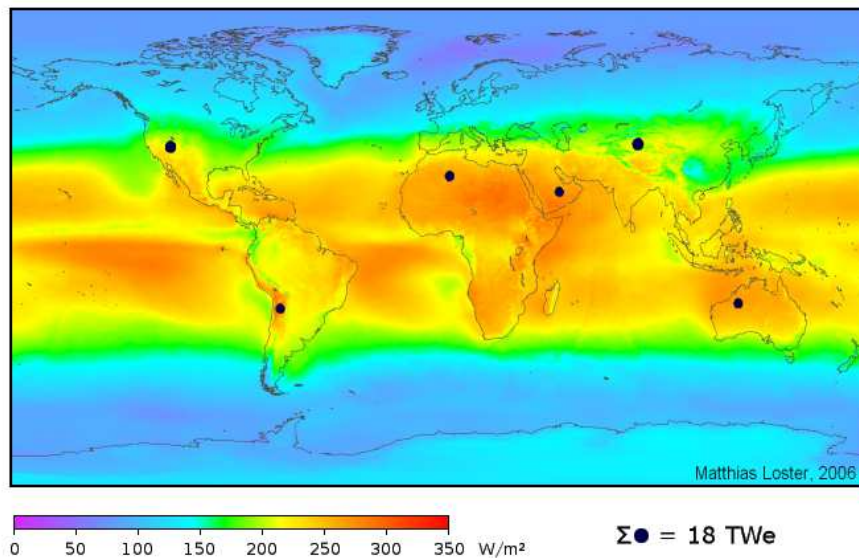


Abbildung 2.5 Weltweit verfügbare Sonnenenergie [2.5]

### 2.2.3 Nutzung der Sonnenenergie

Die Sonnenenergie wird, wie schon erwähnt, als ursprünglichste Form von allen Lebewesen genutzt. Mittels Photosynthese decken Pflanzen damit ihren Energiebedarf und indirekt nimmt auch der Mensch dadurch Energie auf. Alle fossilen Brennstoffe entstanden letztendlich aus der Energie der Sonne.

Technisch wird die Solarenergie genutzt, um Wasser zu erwärmen oder mittels Photovoltaikzellen Strom zu erzeugen. Großtechnisch wird die Kraft der Sonne in solarthermischen Kraftwerken genutzt, um Solarstrom mit Hilfe von Wärme und Wasserdampf herzustellen. Diese Nutzung bietet sich daher eher in Regionen nahe dem Äquator an. Das kann man schon an der mittleren eingestrahelten Energie erkennen. In Mitteleuropa beträgt sie etwa 1000 kWh/m<sup>2</sup> im Jahr, aber schon in Spanien steigt der Wert auf 2000 kWh/m<sup>2</sup> im Jahr, während er in der Sahara 2350 kWh/m<sup>2</sup> im Jahr beträgt. Aus diesem Grund gründete sich die DESERTEC-Foundation, die das Ziel hat, Solarstrom an energiereichen Standorten zu erzeugen. Die unten angeführte Abbildung 2.6 zeigt eine Infrastruktur für eine nachhaltige Stromversorgung Europas und Nordafrika und dem Nahen Osten.



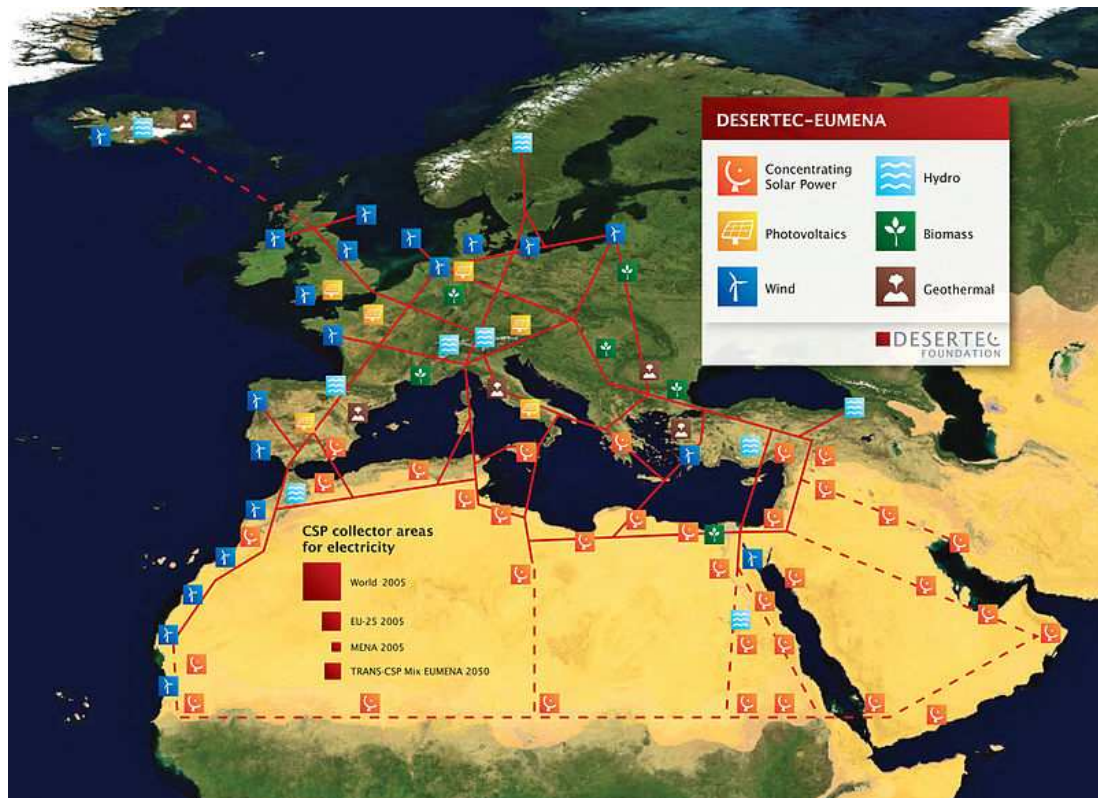


Abbildung 2.6 Desertec Eumenia [2.6]

Vor- und Nachteile der Nutzung der Sonnenenergie:

Vorteile:

- .) die Energie ist unbegrenzt vorhanden
- .) keine Brennstoffimporte mehr nötig
- .) Solarenergie ist klimaschonend
- .) es kommt zu keinem Feinstaub

Nachteile:

- .) keine konstante Energieerzeugung aufgrund der Witterungsbedingungen
- .) höhere Stromkosten
- .) Photovoltaikanlagen sind wegen der Herstellung nicht emissionsfrei

## 2.3 Windenergie

### 2.3.1 Allgemeines

Eigentlich entsteht die Windenergie durch die Sonneneinstrahlung und die Rotation der Erde. Die Sonneneinstrahlung bewirkt auf unterschiedlichen Oberflächen unterschiedliche Erwärmung. Die darüber liegenden Luftschichten werden ebenfalls nicht gleichmäßig erwärmt, was zu Druckunterschieden wegen aufsteigender und absinkender Luft führt. Diese Winde können zur Erzeugung von Strom in Windenergieanlagen, sogenannten WEA's, genutzt werden. Die Windströmungen können sowohl lokal als auch über große Distanzen, Passatwinde, auftreten. Höhenwinde sind nicht nutzbar, von Bedeutung für die Energieerzeugung sind dabei Winde, die sich über dem Übergang von der sogenannten Prandtl Schicht zur Ekman Schicht, ungefähr in 20 m bis 60 m Höhe, befinden. Dort verschwindet der Einfluss der Rauigkeit praktisch vollständig, was zu einer höheren Windgeschwindigkeit führt.

Die Leistung, die in Windrädern umgesetzt werden kann, errechnet sich aus der Windleistung.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

mit  $\rho$  = Luftdichte  
A = Rotorkreisfläche in m<sup>2</sup> und  
v = Luftgeschwindigkeit m/s

Multipliziert mit den Wirkungsgraden der Anlage ergibt das:

$$P = \eta_{Betz} \cdot \eta_{Reib} \cdot \eta_{mech} \cdot \eta_{elektr} \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3$$

Mit:  $\eta_{Betz}$  Wirkungsgrad nach Betz  
 $\eta_{Reib}$  Wirkungsgrad aus den Strömungsverlusten  
 $\eta_{mech} \cdot \eta_{elektr}$  Wirkungsgrad von den mechanischen (Getriebe und Lager), sowie dem elektrischen Wirkungsgrad

Moderne Windkraftanlagen haben einen Wirkungsgrad von bis zu 50%. In Deutschland wurde im Jahr 2011 mit rund 22.000 Anlagen und daraus erhaltenen 29 GW elektrischer Leistung ca. 7,8% des Stromverbrauchs abgedeckt.

Der Zubau verlagert sich von landgestützten Anlagen immer mehr auf Anlagen im Offshore Bereich.

Die geeigneten Standorte an Land sind schon meist ausgereizt, bei geplanten neuen Projekten sind Probleme mit dem Landschaftsschutz und dem Naturschutz absehbar.

In Österreich wurden 2011 31 Anlagen mit rund 78 MW elektrischer Leistung errichtet, damit sind mit Anfang 2012 656 Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 1 GW in Betrieb.

Der Nachteil der Windenergie, nämlich dass der Wind nicht kontinuierlich vorhanden ist, kann durch verbesserte Prognosen und intelligentes Einspeisemanagement in ein dezentral ausgestaltetes Stromnetz minimiert werden. Die Aufteilung in landgestützte Windparks und



Offshore-Windparks geht immer mehr in Richtung zu Offshore Anlagen, da wegen der Bevölkerungsdichte und den damit verbundenen Einwänden von Bürgern, nur mehr wenige Standorte realisierbar sind. Die Abbildung 2.7 zeigt die Prognose der zu errichtenden neuen Windparks in den nächsten Jahren. Man erkennt, dass die Offshore Anlagen weit höheren Zuwachs haben werden als die Windparks an Land.

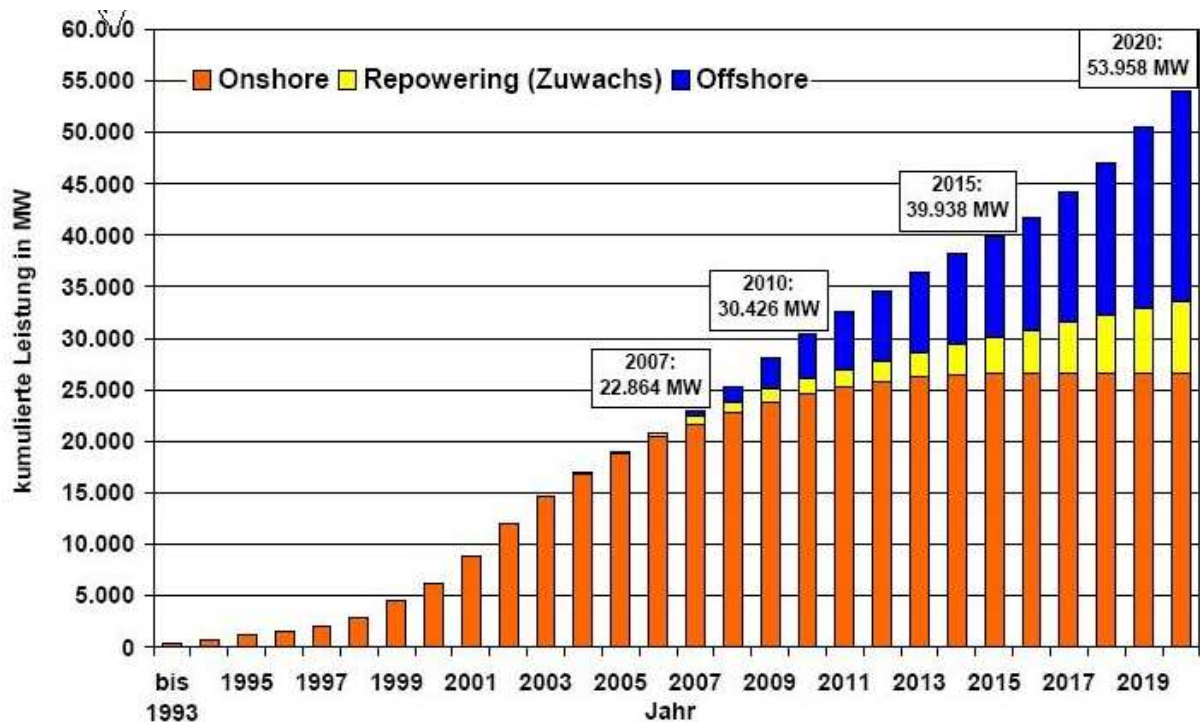


Abbildung 2.7 Weiterer Ausbau der Windenergieerzeugung [2.7]

Für die Energieerzeuger ist es besonders wichtig, eine Vorhersage der Windleistung zu haben, um die Leistungsbereitstellung in ihren Netzen zu ermöglichen.

Für die Vorhersagen haben sich zum einen das physikalische Modell und zum anderen das statistische Modell herausgebildet.

#### a) Physikalisches Modell

Dabei werden numerische Wettervorhersagedaten verwendet, um Aussagen für den Standort des Windparks zu einem bestimmten Zeitpunkt zu liefern. Mit zusätzlichen spezifischen Kennlinien der Windkraftanlage kann dann die voraussichtliche Leistung vorhergesagt werden.

#### b) Statistisches Modell

Es werden keine Anlagenkennlinien verwendet. Nur aus den vorhandenen Wind- und Wettervorhersagen und der Vorhersagegeschichte wird direkt die Wetterlage bestimmt, die zu erwarten ist. Diese Modelle müssen zu Beginn mit historischen Daten versorgt werden.

### 2.3.2 Geschichte

Die Nutzung der Windenergie wird schon seit Jahrtausenden betrieben. Das beginnt bei der Schifffahrt und geht bis zu Getreidemühlen und Wasserpumpen. Dazu soll in weiterer Folge ein geschichtlicher Hintergrund gegeben werden.

Eine der ersten Energieformen, die der Mensch nutzte, war die Energie des Windes. Schon auf Totenurnen aus dem Jahre 5000 v. Chr. gibt es Abbildungen von Segelbooten. Die ersten Windmühlen sind aber erst ungefähr 4000 Jahre später in China und zeitgleich auch in Persien aufgetreten. Die ältesten Varianten waren sogenannte Widerstandsläufer mit vertikaler Drehachse, die auf dem Prinzip der Impulsübertragung ohne Nutzung des Auftriebes basierten. Ein Vertreter dieses Typs ist die persische Windmühle, siehe Abbildung 2.8. Der größte Nachteil einer solchen Konstruktion ist, dass mindestens die Hälfte der einfallenden Windleistung ungenutzt bleibt. Sie dienten zum Mahlen von Getreide.



Abbildung 2.8 Persische Windmühle [2.8]

Hingegen waren die chinesischen Windräder dem persischen Typus weit überlegen. Es waren Auftriebsläufer, für die die Chinesen ihr technologisches Wissen vermutlich aus der Seefahrt ableiteten. Die vertikal stehenden Djunkensegel, die sich im Drehkreis um ihre Achse dank ihres spezifischen Riggs automatisch selbst zum Wind ausrichteten, waren im Gegensatz zu der persischen Variante viel ökonomischer und nutzten die Windenergie weit besser aus. Sie wurden zum Betrieb von Wasserpumpen verwendet, siehe Abbildung 2.9.

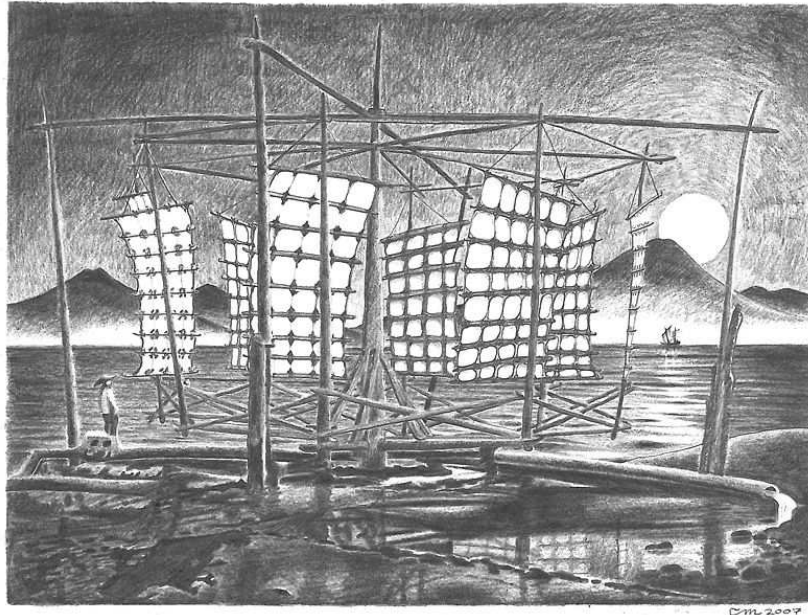


Abbildung 2.9 Chinesische Windmühle [2.9]

In Europa sind Windmühlen, siehe Abbildung 2.10, seit dem 12. Jahrhundert bekannt. In zunehmendem Maße gewann die Windkraft für die Textilindustrie und die Holz- und Metallverarbeitung an Bedeutung. Die Windmühlen wurden von Anfang an als Auftriebsläufer mit horizontal liegender Rotordrehachse gebaut, was bis heute das grundlegende Prinzip moderner Windkraftanlagen ist.

Die Nutzung des Windes hat zur ersten Industrialisierung des Handwerks geführt und war bis zur Erfindung der Dampfmaschine durch James Watt eine der universell genutzten Energieformen.

In Deutschland entstanden im 13. Jahrhundert Windmühlen, die ein vollständig drehbares Mühlenhaus hatten, und sich so in den Wind drehen konnten. Diese Windmühlen waren ebenso Widerstandsläufer mit einer horizontalen Rotorachse.



Abbildung 2.10 Windmühle [2.10]

Erst das Einsetzen der Elektrifizierung gegen Ende des 19. Jahrhunderts brachte für die Windmühlen wieder neue Einsatzgebiete. Da die Versorgung ländlicher Gebiete nur langsam voranschritt, wurden Windmühlen zur Erzeugung von Elektrizität eingesetzt.

Die erste Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie mit einem Windrad wurde 1887-1888 von Charles F. Brush in den USA gebaut. Die Horizontalachsenanlage mit 144 Rotorblättern hatte einen Durchmesser von 17 m und erzeugte 12 kW Energie, siehe Abbildung 2.11, das reichte gerade um die Batterien im Keller des Hauses der Familie Brush zu laden.

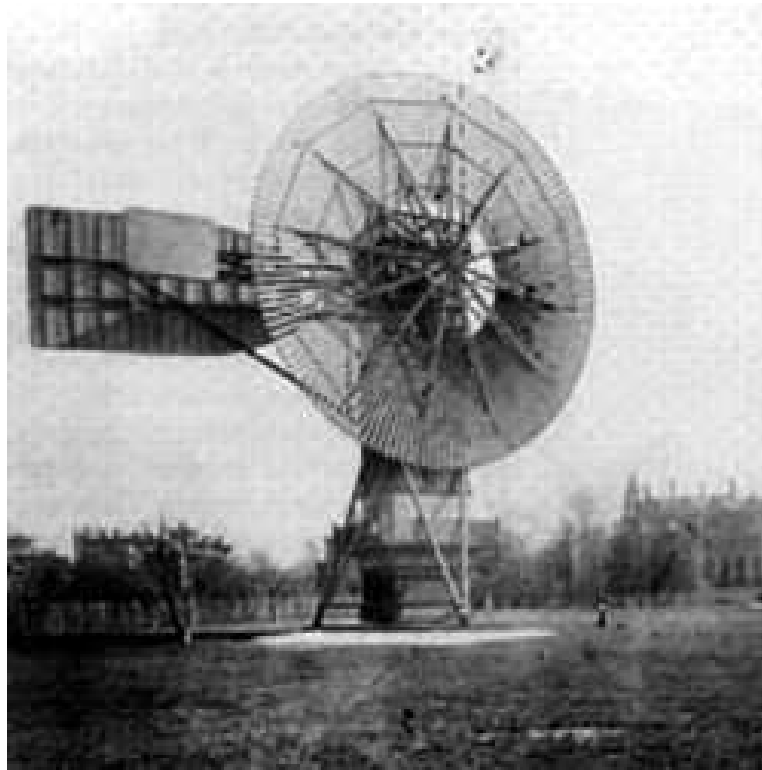


Abbildung 2.11 Windkraftanlage nach Charles Brush [2.11]

## 2.4 Wasserkraft

Bei der Wasserkraft oder auch Hydroenergie wird die Strömungsenergie des fließenden Wassers in elektrische Energie umgewandelt. Analog zu allen anderen Energieformen bezieht auch die Wasserkraft ihre Energie von der Sonne. Durch die Aufnahme von Sonnenenergie und die darauf folgende Verdunstung von Wasser kommt es zu einem Kreislauf, siehe Abbildung 2.12.

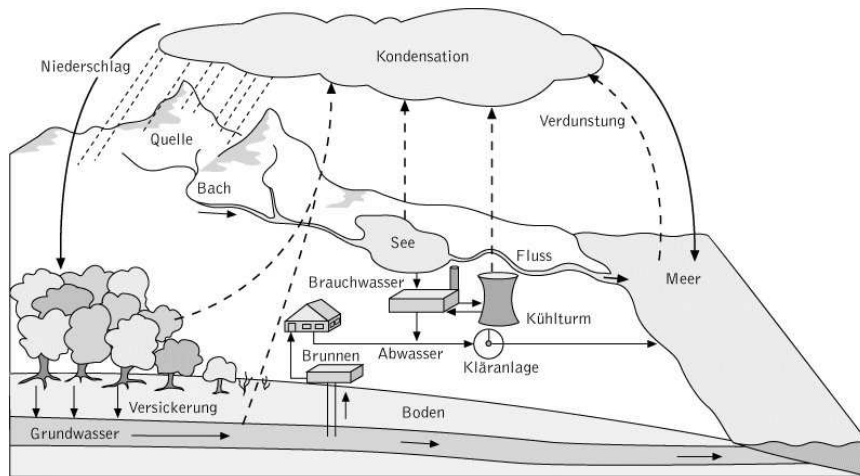


Abbildung 2.12 Wasserkreislauf [2.12]

Auch diese Energieform wird schon seit langer Zeit genutzt. Die Wasserräder haben schon in frühen Zeiten Mühlen angetrieben und so mechanische Leistung generiert, siehe Abbildung 2.13.



Abbildung 2.13 Typische Wassermühle [2.13]

Die Wasserkraft ist eine der effizientesten Herstellungsarten für elektrischen Strom. Weltweit werden rund 18% der elektrischen Energie aus Wasserkraft bezogen, das ist nur unwesentlich weniger als mit Atomstrom erzeugt wird. Dazu ist die Ausnutzung der Strömungsleistung mit einem fast 90%igen Wirkungsgrad im Vergleich zu anderen Verfahren ungeschlagen. In Österreich ist die Wasserkraft mit einem Anteil von über 50%, siehe Abbildung 2.14, an der erzeugten Gesamtenergie schon wegen der geografischen und topologischen Gegebenheiten die regenerative Energieform schlechthin.



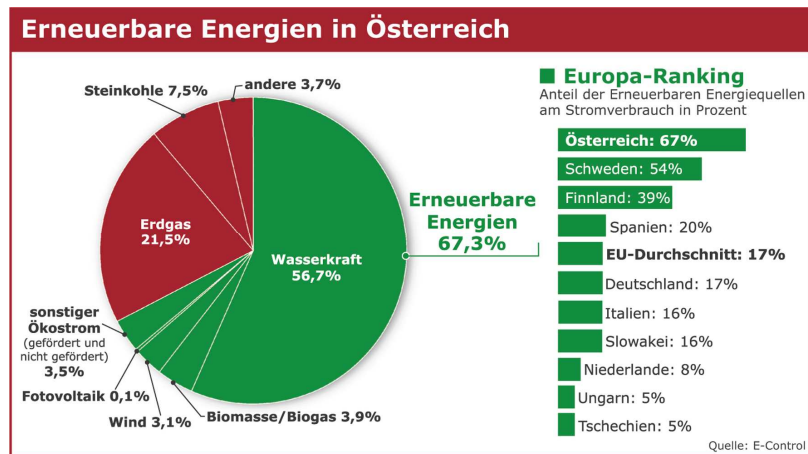


Abbildung 2.14 Anteil der erneuerbaren Energieformen in Österreich [2.14]

Ein großer Prozentsatz der Grundlast wird dabei aus Laufkraftwerken an Flüssen erzielt, Pumpspeicherkraftwerke liefern vor allem Spitzenstrom. Zurzeit wird gerade die Planung für ein großes Pumpspeicherkraftwerk im Grenzgebiet zwischen Steiermark und Kärnten im Gebiet der Koralpe durchgeführt.

Weltweit werden rund 18% der Energie aus Wasserkraft erzeugt, siehe Abbildung 2.15.

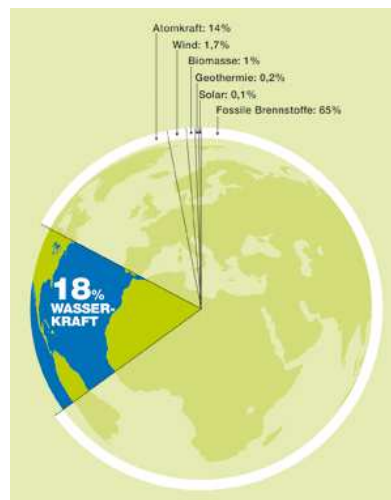


Abbildung 2.15 Gesamtanteil der Wasserkraft weltweit Quelle IHA/IEA [2.15]

In den letzten Jahren waren vor allem Großprojekte wie das Drei-Schluchten-Dammprojekt in China, der weltgrößten Wasserkraftanlage, oder das Itaipu-Kraftwerk in Brasilien in den Schlagzeilen.

## 3. Solarenergie

### 3.1 Allgemeines

Die in Kapitel 2 besprochene Thematik wird in zwei Anwendungsfälle unterschieden. Zum einen ist das die direkte Umwandlung von Lichtstrahlung in Photovoltaikanlagen und zum anderen die Nutzung der Wärme der Sonnenstrahlung in solarthermischen Kraftwerken.

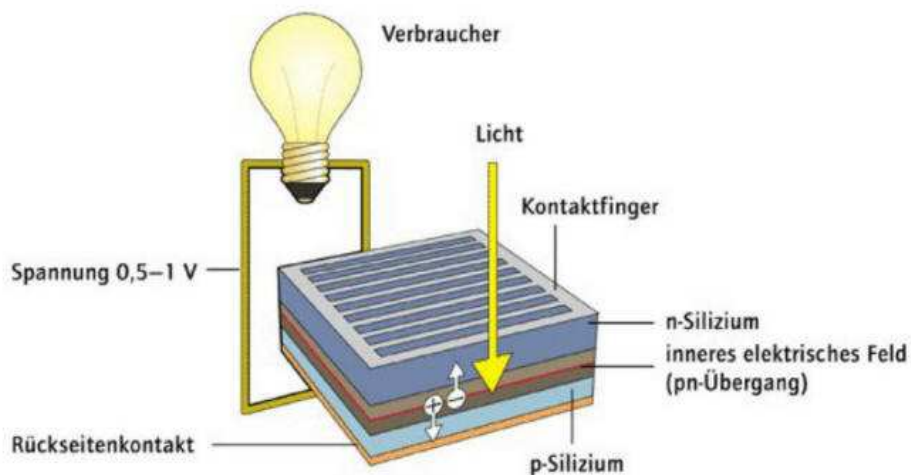
#### 3.1.1 Photovoltaik

[Literatur: 3.9]

Die Sonnenenergie wird direkt in elektrische Energie umgewandelt, was auf dem Prinzip basiert, dass direkte und diffuse Lichtstrahlung auf Halbleiter auftreffen und die Strahlung in Strom umgewandelt wird.

Die Photovoltaik nutzt den inneren Photoeffekt, siehe Abbildung 3.1.

Das eingestrahlte Licht löst Elektronen aus ihrem Bindungszustand heraus. Bei Halbleiterkristallen verlassen die Elektronen den Festkörper nicht, werden aber im Kristall frei beweglich, wodurch sich die elektrische Leitfähigkeit erhöht. Unter Halbleitern versteht man Stoffe, deren elektrische Leitfähigkeit bei Zimmertemperatur zwischen der von Metallen und Isolatoren liegt, die jedoch mit zunehmender Temperatur ansteigt. Je nachdem, ob sie zur Leitung Elektronen abgeben oder aufnehmen, unterscheidet man n-leitende und p-leitende Halbleiter. Dieses Verhalten kann man durch den Einbau bestimmter Fremdatome wie Bor oder Phosphor in den Halbleiter bestimmen.



Aufbau und Grundprinzip einer Solarzelle aus monokristallinem Silizium

Abbildung 3.1 zeigt das Schema einer Solarzelle aus monokristallinem Silizium [3.1]

Da die Spannung einer Zelle nur 0,5 bis 1 Volt beträgt, werden mehrere Zellen in Reihe geschaltet, um brauchbare Spannungsniveaus zu erhalten. So erreicht man in einem Modul Gleichspannungen von 6 bis 30 Volt mit einer Leistung von 5 bis 150 Watt. Durch Zusammenschalten von mehreren Modulen, siehe Abbildung 3.2, lassen sich hohe Leistungen erzielen.

Bei der Erzeugung von Strom aus Photovoltaikanlagen handelt es sich zurzeit um kleinere Leistungen, die vor allem für dezentrale Lagen im Gebirge ohne Stromanschluss und für private Haushalte verwendet werden.

Eine größere Nutzung dieser direkten Energieerzeugung wird derzeit noch durch hohe Kosten bei der Erzeugung der Solarzellen und relativ geringem Wirkungsgrad gehemmt. Durch neue Technologien wie Solarzellen aus Foliensilizium und Photovoltaik auf Glas werden diese Kosten in Zukunft bestimmt geringer werden. Um größere Leistungen auch in das Verbundnetz einzuspeisen, müsste das Netz verstärkt werden.

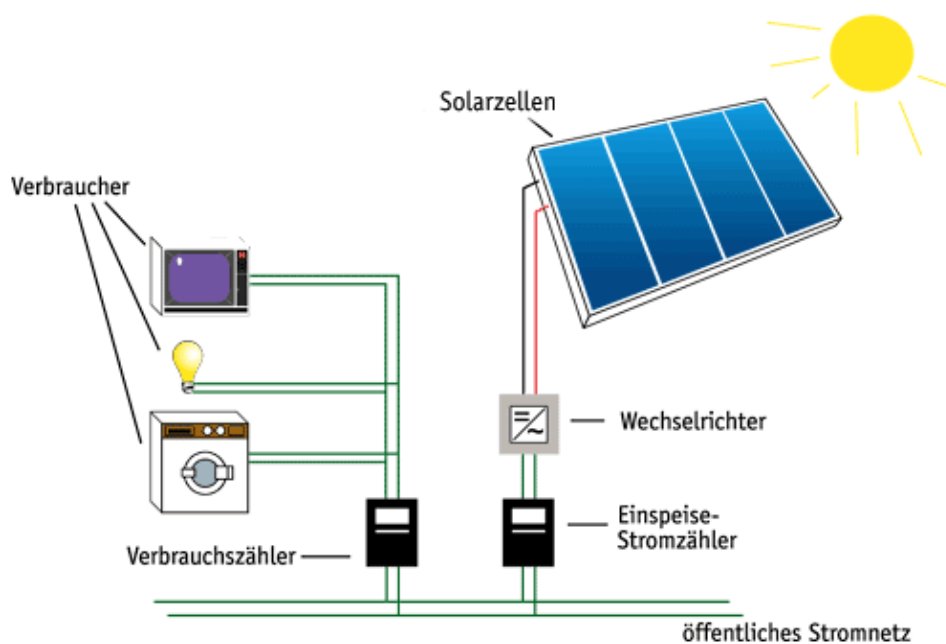


Abbildung 3.2 zeigt das Schema einer Solaranlage für den Gebrauch als Hausanlage durch Zusammenschaltung von mehreren Modulen [3.2]

### 3.1.2 Solarthermie

Die Einsatzmöglichkeiten solarthermischer Anlagen sind vielfältig. Es kann damit Wärme für die Nutzwasserversorgung wie auch Prozesswärme für Kraftwerke erzeugt werden. Man unterscheidet jedoch grundsätzlich zwei Arten:



### a) Nicht konzentrierende solarthermische Anlagen

Mit diesen Anlagen kann, im Kleinen dezentral verwendet, Brauchwasser für Haushalte und öffentliche Räume, siehe Abbildung 3.3, wie Sporthallen und Schwimmbäder zur Verfügung gestellt werden. Dadurch lassen sich die Kosten für Heizung und Warmwasser drastisch reduzieren. Es bietet sich aber auch an, mittels Absorptionskältemaschinen die solar erzeugte Wärmeenergie in Kälte umzusetzen und zum Kühlen von Räumen zu verwenden.



Abbildung 3.3 Schema einer Solarhausanlage mit Netzanschluss [3.3]

### b) Konzentrierende solarthermische Anlagen

Diese Anlagen werden großtechnisch zur Erzeugung von elektrischer Leistung genutzt, die dann in das Verbundnetz eingespeist wird.

Da die Ressourcen an fossilen Energieträgern immer knapper und teurer werden und die Nutzung dieser konventionellen Energieträger zudem Umweltproblematiken verursacht, erfährt die Verwendung der Sonnenenergie für oben genannte Anwendungen derzeit einen großen Boom.

Solarthermische Anlagen sind nur für zentrale Erzeugung von Solarstrom geeignet. Im Prinzip wird dabei die Strahlungswärme der Sonne verwendet, um durch Konzentration der Energie hohe Temperaturen bis zu  $1.100^{\circ}\text{C}$  zu erzeugen und damit Dampfturbinen anzutreiben. Abbildung 3.4 zeigt ein Parabolspiegelfeld zur Konzentration der Strahlung.

In Gebieten wie Österreich ist die Sonneneinstrahlung aber zu gering, um solarthermische Kraftwerke effizient betreiben zu können.

Diese Technologie ist daher nur in Gebieten mit hoher Sonneneinstrahlung rentabel. In Europa bieten sich speziell Spanien, wo es schon Großanlagen gibt, oder Gebiete rund ums Mittelmeer für diese Kraftwerkstypen an.

Damit mittel- und nordeuropäische Länder diesen Strom beziehen können, muss ein leistungsfähiges Transport- und Verbundnetz ausgebaut bzw. erst geschaffen werden.

Des Weiteren plant man schon Projekte in Nordafrika, wie das „Desertec“ Projekt, die so bald als möglich realisiert werden sollten.



Abbildung 3.4 Parabolspiegelfeld als Beispiel für konzentrierende Strahlung [3.4]

## 3.2 Prinzip Solarthermischer Anlagen

Solarthermische Kraftwerke funktionieren im Prinzip wie ein Brennglas. Um eine möglichst hohe Temperatur, mindestens 300°C, zu erreichen, werden Sonnenstrahlen konzentriert.

Damit kann dann mit einem GuD-Kraftwerk effektiv und effizient Strom erzeugt werden. Die Voraussetzung für hohe Temperaturen ist eine starke direkte Sonneneinstrahlung. Diese liegt im Sonnengürtel zwischen dem 35. nördlichen und 35. südlichen Breitengrad vor.

Das ist ein Unterscheidungsmerkmal zu Photovoltaikanlagen, die auch aus diffusem Licht effektiv Strom herstellen können und daher auch für unsere Breiten geeignet sind.

Bei der großtechnischen Stromproduktion durch Sonnenenergie spielen eigentlich nur solarthermische Kraftwerke, die nach dem Prinzip der konzentrierenden solarthermischen Anlagen betrieben werden, eine wesentliche Rolle. Solche CSP (=concentrated solar power) Anlagen gliedern sich in vier unterschiedliche Typen.

### 3.2.1 Allgemeines

[Literatur: 3.2; 3.1]

Man unterscheidet je nach Art der Konzentration des Sonnenlichtes die nachfolgenden Kollektortypen.

#### a) Punktkonzentrierende Kollektoren

Hier handelt es sich um Spiegelfelder für Turmkraftwerke, Abbildung 3.5 links, und so genannte Dish-Stirling Kraftwerke, Abbildung 3.5 rechts.

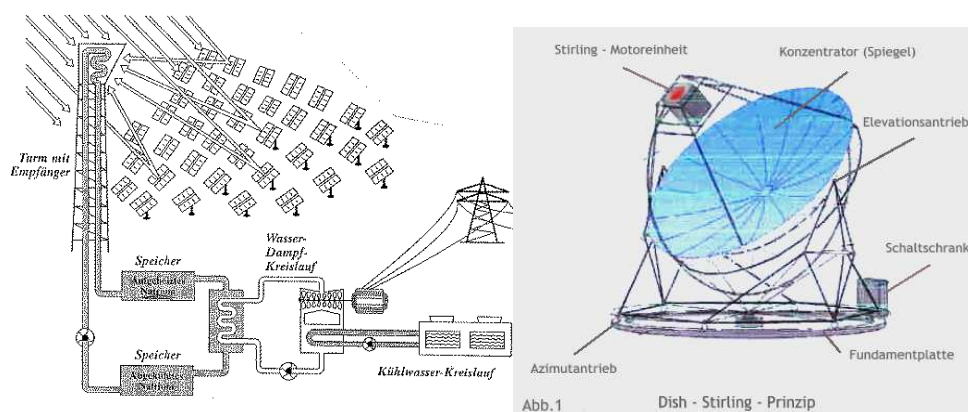


Abbildung 3.5 Punktkonzentrierende Spiegel [3.5]

Bei diesen Anlagen wird das Sonnenlicht punktuell gebündelt, was zu höheren Prozesstemperaturen führt, jedoch müssen die Spiegel präzise der Sonne nachgeführt werden.

#### b) Linienkonzentrierende Kollektoren

Es handelt sich um Parabolspiegelanordnungen, Abbildung 3.6 links, und Fresnel-Spiegelfelder, Abbildung 3.6 rechts.

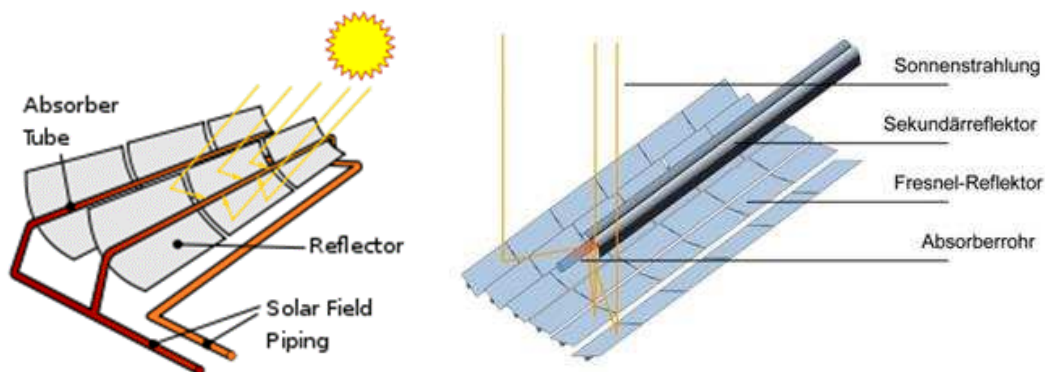


Abbildung 3.6 Linienkonzentrierende Spiegel [3.6]

Hier wird das Sonnenlicht linear gebündelt, was niedrigere Prozesstemperaturen nach sich zieht, auch diese Anlagen müssen die Spiegel präzise der Sonne nachführen. Ein einfaches Modell, Abbildung 3.7, soll prinzipiell zeigen, wie das grundsätzliche Schema eines Solarthermiekraftwerkes aussieht.

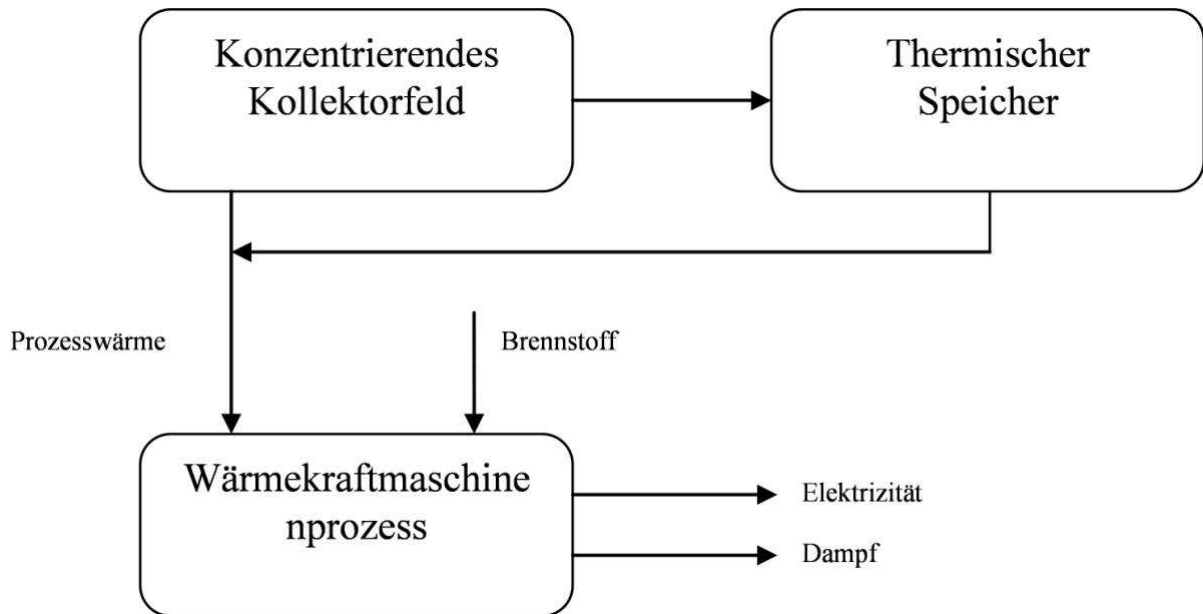


Abbildung 3.7 einfaches Schema eines solarthermischen Kraftwerks

Falls zu viel Energie zur Verfügung steht, kann diese in thermischen Speichern zwischengespeichert werden und dann während der Nachtstunden oder in Zeiten, in denen die Sonne gerade einmal nicht scheint, für den Prozess zur Verfügung gestellt werden. Damit lässt sich ein 24-Stunden-Betrieb gewährleisten. Zusätzlich verfügen manche Anlagen noch über eine zusätzliche Befuerung, um den Betrieb rund um die Uhr zu sichern.

### 3.2.2 Anlagenkonzepte

[Literatur: 3.3; 3.4; 3.5; 3.6; 3.7; 3.8]

In den kommenden Punkten werden die Unterschiede der konzentrierenden solarthermischen Kraftwerkstypen behandelt. Die meisten der im Anschluss vorgestellten Konzepte arbeiten im Dampfprozess mit dem geschlossenen Clausius-Rankine-Prozess. Nur Dish-Stirling Kraftwerke arbeiten mit dem Stirling Prozess. Im Folgenden sollen die beiden Prozesse vorgestellt werden.

### a) Clausius-Rankine-Prozess

In solarthermischen Dampfkreisläufen kommt der geschlossene Clausius-Rankine Prozess zum Einsatz. Er beschreibt einen idealen Prozess. Das Arbeitsmedium Wasser wird unter Druck vorgewärmt und anschließend verdampft. Danach wird der Dampf überhitzt und auf eine Turbine geleitet, wo er sich wieder entspannt und durch Abgabe von mechanischer Energie eine Turbine antreibt. Anschließend wird der Dampf kondensiert und danach wieder auf Kesseldruck gebracht. Man kann nachweisen, dass für einen optimalen Wirkungsgrad die zugeführte Wärmeenergie möglichst hoch und die abgeführte Wärmeenergie auf möglichst niedrigem Temperaturniveau sein muss. Die genutzte Arbeitsenergie entspricht dabei der Integration der Fläche zwischen den Kurven 4-1 und 3-2. Siehe Abbildung 3.8.

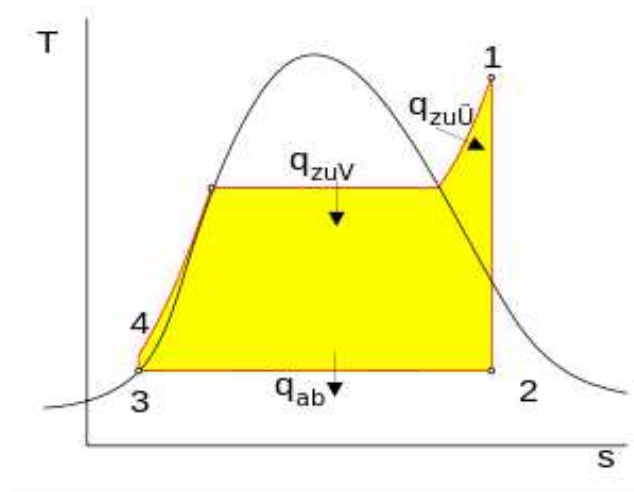
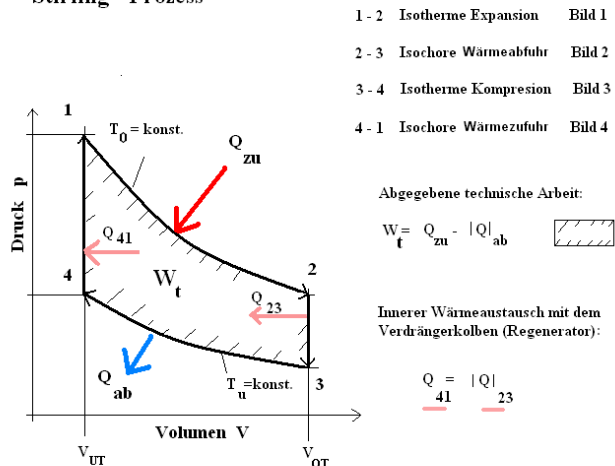


Abbildung 3.8 T-S-Diagramm des Clausius-Rankine Prozess [3.8]

### b) Der Stirling Prozess

Ein anderes sehr einfaches Prinzip, siehe Abbildung 3.9, ist der Stirlingprozess. Das Gas wird abwechselnd isotherm komprimiert, isochor erwärmt, isotherm expandiert und dann wieder isochor ausgekühlt. Hierzu werden meistens zwei Kolben eingesetzt. Der eine Kolben bildet den heißen, der andere den kalten Arbeitsraum. Diese Kolben verschieben das Arbeitsgas und sind durch einen Regenerator voneinander getrennt. Der Regenerator dient als Wärmespeicher, der sehr schnell Wärme aufnimmt und an den gleichen Arbeitsraum wieder abgibt. Die Expansion und Kompression bewegt dabei die Kolben. Die Kraft der Kolben wirkt auf eine Kurbelwelle, die dann den Generator antreibt.

### Stirling - Prozess



- 1 - 2 Isotherme Expansion Bild 1
- 2 - 3 Isochore Wärmeabfuhr Bild 2
- 3 - 4 Isotherme Kompression Bild 3
- 4 - 1 Isochore Wärmezufuhr Bild 4

Abgegebene technische Arbeit:  
 $W_t = Q_{zu} - |Q_{ab}|$

Innerer Wärmeaustausch mit dem Verdrängerkolben (Regenerator):  
 $Q_{41} = |Q_{23}|$

Abbildung 3.9 Stirling Prozess [3.9]

## 3.3 Arten von solarthermischen Kraftwerken

### 3.3.1 Parabolrinnen-Kraftwerk

[Literatur: 3.4; 3.5; 3.6]

Im Prinzip werden im Kollektorfeld eines Parabolrinnenkraftwerkes die Sonnenstrahlen zwischen 70 und 100fach konzentriert. Diese Konzentration erfolgt entlang einer Brennlinie, in der der Absorber befestigt ist.

Parabolrinnenkraftwerke sind die am längsten erprobten Kraftwerkstypen. Sie bestehen aus bis zu 100 m langen, trogförmigen Spiegeln, die das Sonnenlicht auf ein Absorberrohr fokussieren. Dieses ist zur Reduktion der Wärmeverluste in eine evakuierte Glashülle eingebettet. Eine spezielle selektive Beschichtung auf dem Absorberrohr verringert die Wärmeabstrahlung der Rohroberfläche. Bei den herkömmlichen Anlagen durchströmt ein spezielles Thermoöl das Rohr, das sich durch die Sonnenstrahlung auf Temperaturen von knapp 400°C aufheizt. Über Wärmetauscher wird die Wärme an einen Wasser-Dampf-Kreislauf abgegeben, unter Druck Wasser verdampft und weiter überhitzt. Der Dampf treibt eine Turbine und einen Generator an, der elektrischen Strom erzeugt. Hinter der Turbine kondensiert der Dampf wieder zu Wasser, das mit Hilfe einer Pumpe erneut in den Kreislauf gelangt. Alternativ kann als Wärmeträger auch Wasserdampf verwendet werden, der Temperaturen bis 500°C erlaubt.

Der Wirkungsgrad solcher Anlagen ergibt sich aus dem Wirkungsgrad der Spiegelanordnung und dem des Dampfkreislaufs und liegt dabei zwischen 15 und 20%.

Bei Parabolrinnenkraftwerken existieren zwei Prinzipien um den Prozess nachts und bei Schlechtwetterphasen aufrecht zu erhalten.

Im kalifornischen SEGS-Parabolrinnenkraftwerk wird hierfür parallel zum solaren Kreislauf ein fossiler Dampferzeuger verwendet, siehe Abbildung 3.10.



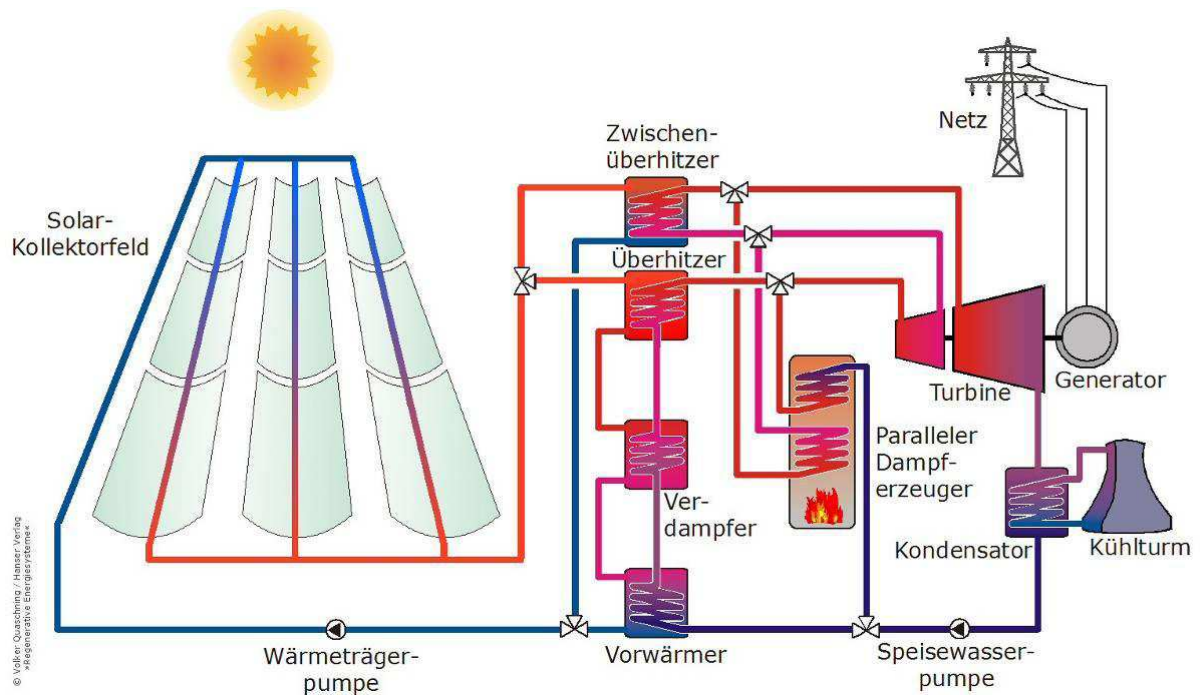


Abbildung 3.10 einfaches Schema eines solarthermischen Kraftwerks mit parallelem Dampferzeuger [3.10]

In spanischen Kraftwerken wird anstatt eines fossilen Dampferzeugers ein überdimensioniertes Spiegelfeld eingesetzt. Die dabei überschüssige Energie wird in Festwertspeichern gelagert und während der Nachtstunden bzw. in Schlechtwetterphasen zur Energieerzeugung herangezogen. Gleichfalls kann die überschüssige Energie in Wasserstoff umgesetzt werden und dann als Brennstoff in einem Dampferzeuger verwendet werden, siehe Abbildung 3.11.

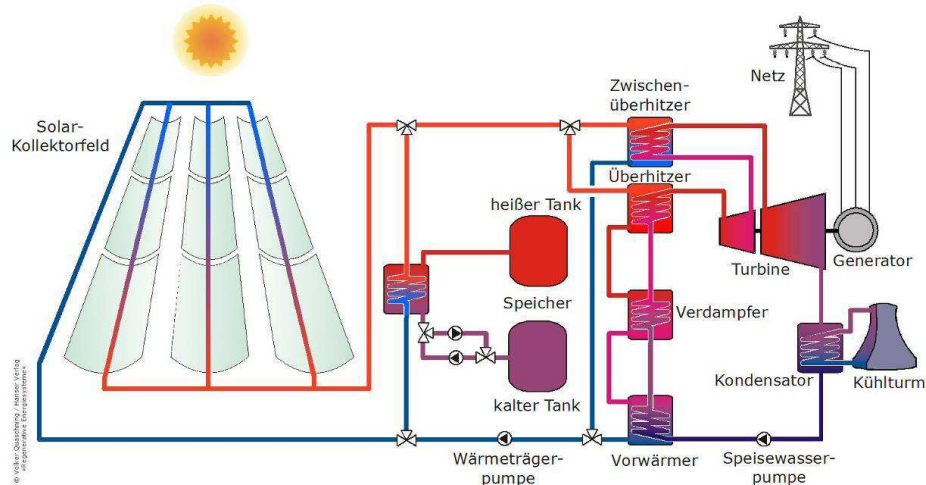


Abbildung 3.11 einfaches Schema eines solarthermischen Kraftwerks mit thermischem Speicher [3.11]

### 3.3.2 Fresnel-Kraftwerke

[Literatur: 3.4; 3.5]

Es handelt sich um eine Weiterentwicklung der Parabolrinnenkraftwerke, wobei der thermische Prozess derselbe ist. Die erzielte Dampftemperatur ist dabei aber geringer als bei Parabolrinnenkraftwerken und liegt meist unter 300°C.



Abbildung 3.12 Fresnel-Kollektorfeld eines CSP in Calasparra Spanien [3.12]

Ebenso wie Parabolrinnenspiegelfelder fokussieren auch Fresnel-Kollektoren, Abbildung 3.12, die direkte Solarstrahlung auf eine Brennlinie, um ein Absorberrohr zu erwärmen. Während die Parabolrinne derzeit noch weitgehend auf der Basis eines Thermoöls als Arbeitsmedium arbeitet, wird beim Fresnel-Kollektor Wasser direkt im Rohr verdampft, was in Wüstengebieten aufgrund des Wassermangels ein Problem darstellt. Ein Vorteil der Fresnel-Konzepte gegenüber dem Rinnenkollektor liegt in der Verrohrung. Durch die Rohrlänge von mehreren hundert Metern kann auf die Strömungsumlenkung in Verbindungsschläuchen bzw. Kugelgelenken verzichtet werden. Damit sind die Druckverluste in Fresnel-Kollektoren vergleichsweise gering. Als zusätzlicher Vorteil ist in Wüstengebieten ein entstehender Halbschattenbereich unter den Anlagen, der als Weideland oder Wasserspeicher genutzt werden kann. Der Vorteil der geringeren Baukosten steht aber der geringere Wirkungsgrad von ca.14% gegenüber.

### 3.3.3 Turmkraftwerke

[Literatur: 3.4; 3.7]

Solarturmkraftwerke sind punktkonzentrierende Kraftwerke, wobei die Sonnenstrahlung in einem Punkt konzentriert wird, an dem der Receiver befestigt ist. Damit kann man einen



höheren Temperaturbereich und so auch einen höheren Spitzenwirkungsgrad von 30% erreichen.

Mit einem Heliostatenfeld, Abbildung 3.13, wird die direkte Strahlung der Sonne auf das 600 bis 1000fache auf den Receiver konzentriert. Das Heliostatenfeld besteht aus einer Vielzahl (mehrere hundert bis einige tausend) von einzelnen Heliostaten.

Heliostaten sind Spiegel, die durch ihre zweiachsige Nachführung immer so ausgerichtet werden, dass sie das Sonnenlicht auf einen definierten Punkt im Raum, an dem sich der Receiver befindet, konzentrieren.

Das Heliostatenfeld verursacht fast die Hälfte der Kosten einer solchen Anlage. Deshalb wird da großes Augenmerk auf Haltbarkeit, Wirkungsgrad und Lebensdauer gelegt.



Abbildung 3.13.Heliostatenfeld [3.13]

Auch bei Solarturmkraftwerken, Abbildung 3.14, kann man unterschiedliche Anlagentypen definieren. Der Hauptunterschied besteht in der Bauweise des Receivers. Man unterscheidet Anlagen mit offenem volumetrischen Receiver und Anlagen mit volumetrischem Druckreceiver. Abbildungen 3.15 und 3.16.

Gegebenenfalls kann man mit einem sogenannten hybriden System durch Einsatz eines Kanalbrenners die gewünschte Prozesstemperatur erzeugen.

Unter hybriden Solarkraftwerken versteht man solarthermische Kraftwerke, die neben der Solarstrahlung einen zweiten Energieträger zur Wärmeerzeugung nutzen können. Neben fossilen Brennstoffen wie Erdgas oder Erdöl können dies Wasserstoff, Methanol, Biogas oder flüssige biogene Brennstoffe wie Rapsöl sein.

Diese Brennstoffe werden dann eingesetzt, wenn die Sonne keine ausreichende Leistung zur Verfügung stellt und dennoch eine Elektrizitätserzeugung gewünscht wird.



Abbildung 3.14 Turmkraftwerk [3.14]

#### **a) Solarturmkraftwerke mit offenem volumetrischen Receiver**

Bei diesem Typ wird Umgebungsluft angesaugt und auf 650 bis 850°C erwärmt. Beim offenen volumetrischen Receiver, Abbildung 3.15, wird Umgebungsluft durch konzentrierte Solarstrahlung auf hohe Temperaturen erhitzt. Über Wärmetauscher wird Wasser verdampft und überhitzt. Der Dampf treibt eine Turbine und einen Generator an, der elektrische Energie erzeugt. Die Luft lässt sich zusätzlich durch einen Kanalbrenner erhitzen. Damit lassen sich Temperatur und Volumenstrom auch bei fluktuierender Solarstrahlung konstant halten und die Anlage bei unzureichender Solarstrahlung betreiben.

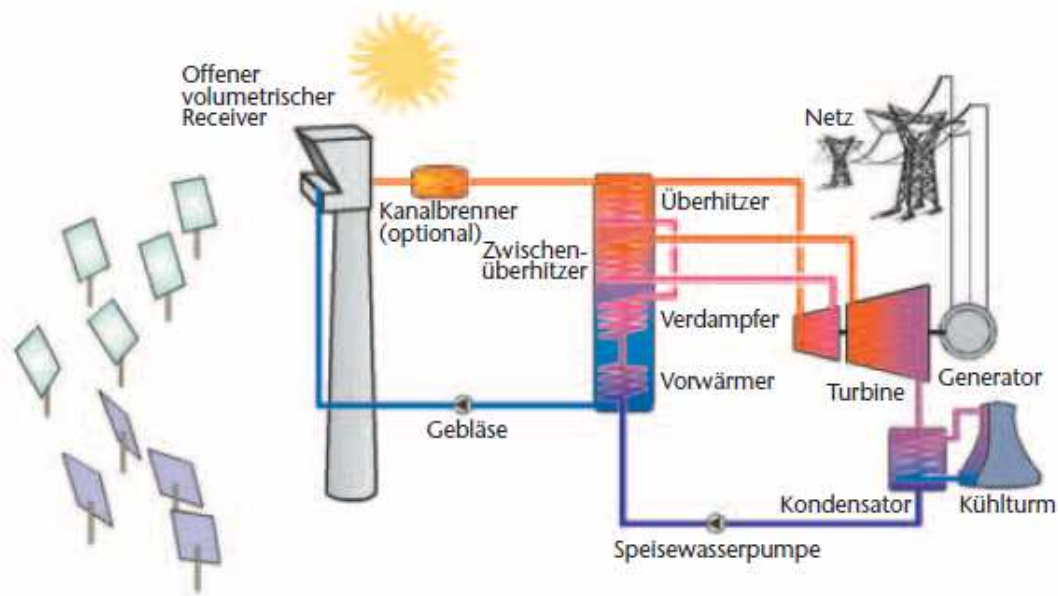


Abbildung 3.15 Solarturmkraftwerk mit offenem volumetrischen Receiver [3.15]

### b) Solarturmkraftwerke mit volumetrischem Druckreceiver

Bei diesem Anlagentyp werden Prozesstemperaturen von 1100°C erreicht.

Im volumetrischen Druckreceiver, Abbildung 3.16, wird verdichtete Luft erhitzt, diese treibt eine Gasturbine an, die über einen Generator elektrische Energie erzeugt. Die Abwärme der Gasturbine wird in einem Dampfturbinenprozess genutzt, um den Gesamtwirkungsgrad deutlich zu erhöhen. Auch bei diesem Konzept lässt sich die Luft über einen Kanalbrenner mit anderen Brennstoffen erhitzen. Durch Speicher kann der Einsatz von Brennstoffen für den Hybridbetrieb reduziert werden.

Die Anordnung von Gas- und Dampfturbine wird als GuD-Prozess bezeichnet. Der Gesamtwirkungsgrad kann mit 60% angegeben werden.

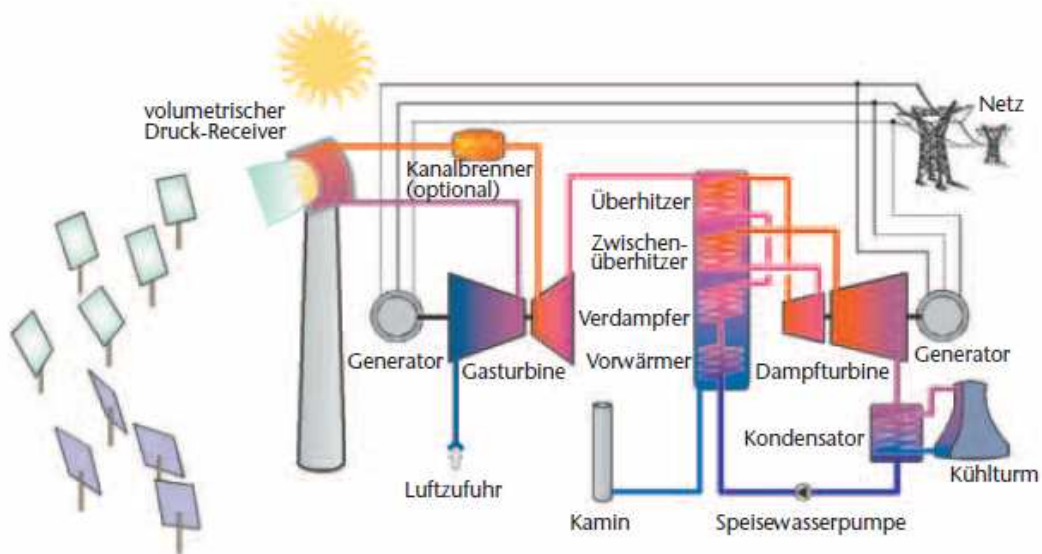


Abbildung 3.16 Turmkraftwerk mit volumetrischem Druckreceiver [3.16]

### 3.3.4 Dish-Stirling-Kraftwerke

Werden auch Paraboloidkraftwerke, Abbildung 3.17, genannt. Sie benutzen zur Energieerzeugung einen Stirlingmotor (Heißluftmotor). Der Konzentrationsfaktor bei diesen Anlagen liegt zwischen 1500 und 3000fach.

Bei einer Dish/Stirling-Anlage wird die Solarstrahlung durch einen zweiachsig nachgeführten Hohlspiegel (Dish, engl.: Schüssel) auf einen Brennpunkt konzentriert. Dort befindet sich wie beim Solarturm-Kraftwerk ein Receiver, zur Aufnahme der Wärme. Ein Stirling-Motor setzt die Wärme in mechanische Energie um, mit der über einen elektrischen Generator schließlich elektrische Energie erzeugt wird. Im Receiver wird die Solarstrahlung im Mittel etwa 2.500fach konzentriert und es werden Temperaturen von 800°C erreicht. Der maximale Systemwirkungsgrad liegt über 20%. Der Motor selbst kann mit Luft, Helium oder Wasserstoff als Arbeitsgas betrieben werden.



Abbildung 3.17 EuroDish-Prototyp in Almeria Spanien [3.17]

Bei der abgebildeten Anlage, Abbildung 3.17 handelt es sich um einen EuroDish-Prototyp an der Forschungseinrichtung PSA bei Almeria in Südspanien. Bei dieser Anlage wird das Arbeitsgas Helium mit einer Receiver-Gastemperatur von 650°C und einem Gasdruck von 20-150 bar verwendet. Die elektrische Netto-Leistung beträgt 8,4 kW. Im Gegensatz zu Rinnen- oder Turmkraftwerken, die nur mit ihren großen Leistungsklassen von etlichen Megawatt wirtschaftlich betrieben werden können, bieten Dish-Stirling-Anlagen eine ideale Versorgung für abgelegene Ortschaften. Spitzenwirkungsgrade von 31% wurden in New Mexico erreicht. Größere Anlagenparks, Abbildung 3.18, mit 20.000 Einheiten könnten eine elektrische Leistung von 100 MW erzeugen und sind in Australien für die Stahlverarbeitung geplant.



Abbildung 3.18 Euro-Dish-Prototyp Anordnung in Spanien

### 3.3.5 Aufwindkraftwerke

[Literatur: 3.3; 3.4; 3.5]

#### Prinzip

Die Luft unter einem partiell lichtdurchlässigen Kollektordach wird erwärmt und wegen des Dichteunterschieds zwischen der warmen Luft unter dem Kollektor und der kalten Luft außerhalb strömt diese in einen Kamin und treibt die dort befindliche Turbine an, Abbildung 3.19. Ein 24-Stundenbetrieb wird durch im Boden verlegte Röhren im Bereich unter dem Kollektor ermöglicht, siehe Abbildung 3.20.

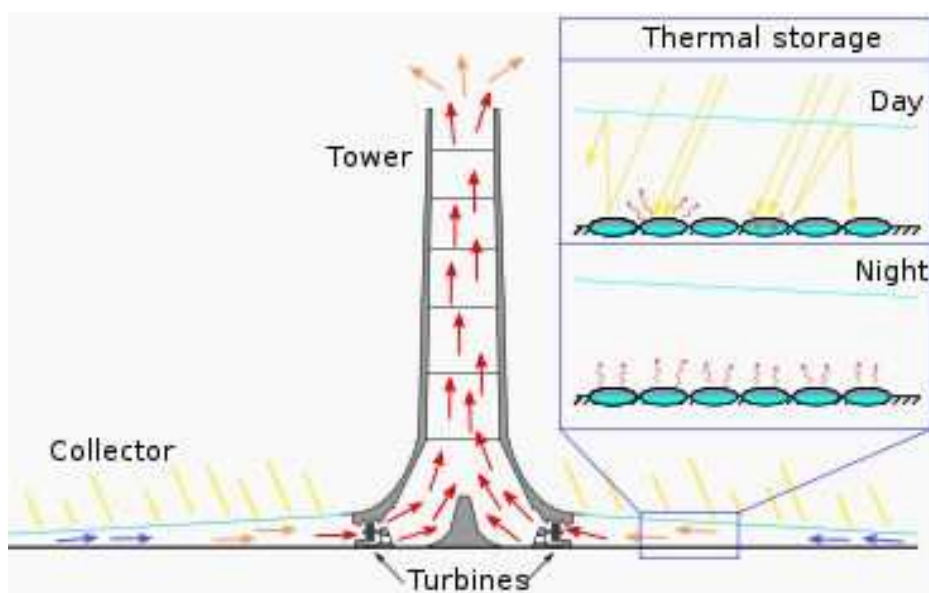


Abbildung 3.19 Prinzip eines Aufwindkraftwerks [3.19]



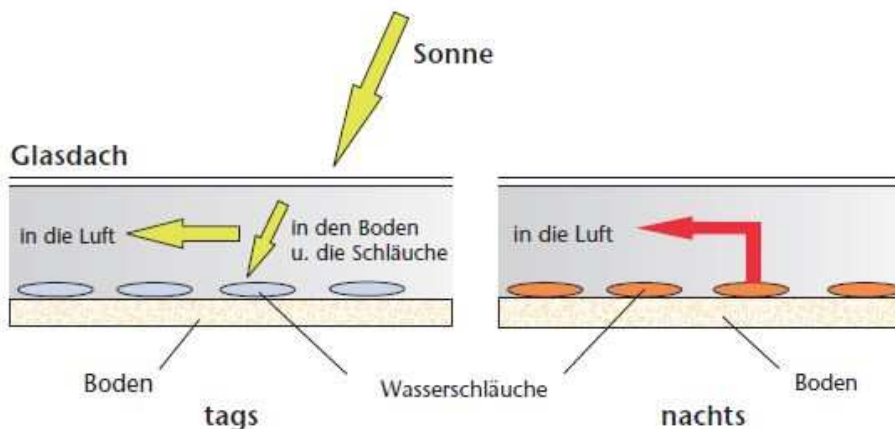


Abbildung 3.20 Prinzip der Speicherung bei einem Aufwindkraftwerk [3.20]

Die Vorteile eines Aufwindkraftwerks sind:

- Ein Aufwindkraftwerk arbeitet mit Luft und benötigt kein Kühlwasser, was in sonnenreichen Ländern mit großen Schwierigkeiten in der Trinkwasserversorgung ein entscheidender Vorteil ist.
- Es kann auch mit diffusem Licht gearbeitet werden, da mit nicht konzentrierter Solarstrahlung gearbeitet wird. Es ist auch bei bedecktem Himmel möglich, Energie zu erzeugen, was in tropischen Ländern ein großer Vorteil ist.
- Der Wasserspeicher unter dem Glasdach dient als billiger Energiespeicher und ermöglicht einen 24-Stundenbetrieb auf rein solarer Basis ohne Zufeuerung von fossilen Brennstoffen.

Eine Prototypanlage mit einer Turmhöhe von 200 m wurde in den 80er Jahren des letzten Jahrhunderts in Mazarenas in Spanien errichtet, siehe Abbildung 3.21. Die Anlage lief fast störungsfrei im Dauerbetrieb. Leider fiel sie 1989 einem mehrtägigen Sturm zum Opfer.



Abbildung 3.21 Aufwindkraftwerk in Mazarenas [3.21]

Die Leistung eines Aufwindkraftwerks ist proportional der Turmhöhe und der Kollektorfläche. Das heißt, man kann die gleiche Leistung mit einem hohen Turm und kleiner Kollektorfläche oder umgekehrt erzielen. Das ist für die Standortfrage von entscheidender Bedeutung. Mit einer entsprechend großen Kollektorfläche und einem hohen Kamin können 100 bis 200 MW Kraftwerke realisiert werden. Die Materialien Beton, Glas und Stahl sind überall ausreichend verfügbar.

### 3.4 Netzanbindungen von Solarthermischen Kraftwerken

[Literatur: 3.10]

Solarthermische Kraftwerke sind wegen ihrer weit entfernten Lage ein Problem für die Stromübertragung mit den derzeitigen Netzen. Bei Realisierung der Ausbaumöglichkeiten in Nordafrika, Abbildung 3.22, und den südlichen Gebieten Europas wird es zu einem großen Ausbau von neuen Netzverbindungen über sehr lange Leitungen kommen müssen, um die Verbraucherregionen in Zentraleuropa, in Afrika und Ländern des Nahen Ostens mit Energie zu versorgen. Die Transferkapazität der heutigen Wechselstromnetze ist jetzt schon relativ begrenzt. Bei einer Übertragung mit dem heutigen mitteleuropäischen Standard wäre die Übertragung von Solarstrom auf etwa 3,5% des europäischen Bedarfs beschränkt. Zudem würden über 3000 km ca. 45% des Stroms verloren gehen. Auch eine Umwandlung der Energie in Wasserstoff und die anschließende Verteilung über Pipelines nach Europa würde wegen des geringen Wirkungsgrades von ungefähr 55% des gesamten Prozesses mit Rückverstromung nicht sinnvoll sein.

Daher ist es unumgänglich, wenn man dieses Potential nutzen will, ein neues Transportnetz mit HGÜ-Leitungssystemen aufzubauen.



Abbildung 3.22 Desertec [3.22]

Bei einer Leitungslänge wären die Verluste nur mehr 10%. 20 Leitungen könnten schon ausreichen, um 15% der europäischen Stromversorgung in Form von Grund- Mittellast- und Spitzenlast zu decken bei Kosten von 0,05 €/kWh.

An den Erzeugungsstandorten muss die gewonnene Energie erst transformiert und dann anschließend in speziellen Stationen von Wechselstrom in Gleichstrom umgewandelt werden. Dieser Gleichstrom wird dann in HGÜ-Transportnetzen zu den Verbrauchern nach Europa, Nordafrika und in den Nahen Osten, wenn es sich um Anlagen in Nordafrika handelt, geleitet werden.

## 4 Windenergie

### 4.1 Prinzip

[Literatur: 4.18]

Die Windenergie wird durch Abbremsung der Luftmassen in mechanische Energie des Windrotors umgewandelt. Die Energie kann aber nicht zur Gänze entzogen werden, denn das würde bedeuten, dass nach der durchströmten Querschnittsfläche die Luftmassen keine Geschwindigkeit mehr hätten und dadurch der Durchfluss „verstopft“ wäre. Man kann einen optimalen Nutzungsgrad der durchfließenden Luftmassen bestimmen.

Betz und Lanchester fanden heraus, dass die Energieausbeute dann am größten ist, wenn die Windgeschwindigkeit  $v$  hinter der Windkraftanlage  $v/3$  beträgt. Das bedeutet, dass man ungefähr 59% der Windleistung nutzen kann.

Als untere Grenze für die Windgeschwindigkeit einer WEA gelten 2 – 4 m/s, darunter kann die Anlage keine nennenswerte Leistung ins Netz liefern. Als obere Grenze gilt eine Windgeschwindigkeit von 20 – 34 m/s, darüber würde die Anlage Schaden nehmen. Bei einer Windgeschwindigkeit von mehr als 50 – 70 m/s müssen sogar bei abgeschalteten WEAs mit Beschädigungen gerechnet werden.

### 4.2 Arten

[Literatur: 4.2; 4.3; 4.5; 4.8; 4.11; 4.13]

Es gibt zwei Arten, die Windenergie zu nutzen. Man kann unterscheiden zwischen Widerstandsläufern und auftriebsnutzenden Windrädern.

#### 4.2.1 Widerstandsläufer

Bei Widerstandsläufern wird die Fläche quer zur Windrichtung angeströmt, wie in Abbildung 4.1 gezeigt.

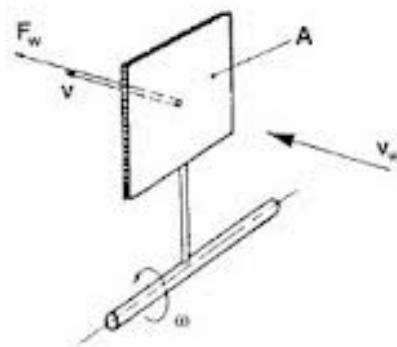


Abbildung 4.1 Prinzip eines Widerstandsläufers [4.1]



Die Kraft, die dabei auf die Fläche wirkt ist:

$$F_W = c_W \cdot \frac{\rho}{2} \cdot f \cdot v^2$$

Daraus lässt sich die mittlere Leistung berechnen:

$$P = F_W \cdot \omega$$

$$P = \frac{\rho}{2} \cdot f \cdot v^3 \cdot c_p$$

Mit  $c_W$ ..Widerstandsbeiwert  
 $\rho$  ...Luftdichte  
f.....Fläche quer zum Wind  
v....Windgeschwindigkeit  
 $\omega$  Umfangsgeschwindigkeit der Nabe  
 $c_p$  .Leistungsbeiwert (aerodynamischer Wirkungsgrad)

Reale Leistungsbeiwerte liegen bei  $c_p \approx 0,16$ , das bedeutet nur 16% der im Wind vorhanden Energie können genutzt werden. Das ist auch ein Grund, warum man Widerstandsläufer nicht zur Energiegewinnung einsetzt.

#### 4.2.2 Auftriebsnutzende Windräder

Die Auftriebskraft wird von auftriebsnutzenden Windrädern als Antriebskraft genutzt. Bei Windrädern mit Rotoren mit Tragflügelprofilen hat die durch die Anströmung des Körpers resultierende Kraft nicht nur eine Widerstandskomponente, sondern auch eine senkrecht zu ihr gerichtete Auftriebskraft A. Das Prinzip zeigt Abbildung 4.2.

$$A = c_A \cdot \frac{\rho}{2} \cdot f \cdot v^2$$

Gleich wie die Widerstandskraft ist sie proportional der Fläche f und dem Staudruck  $\frac{\rho}{2} \cdot v^2$ .

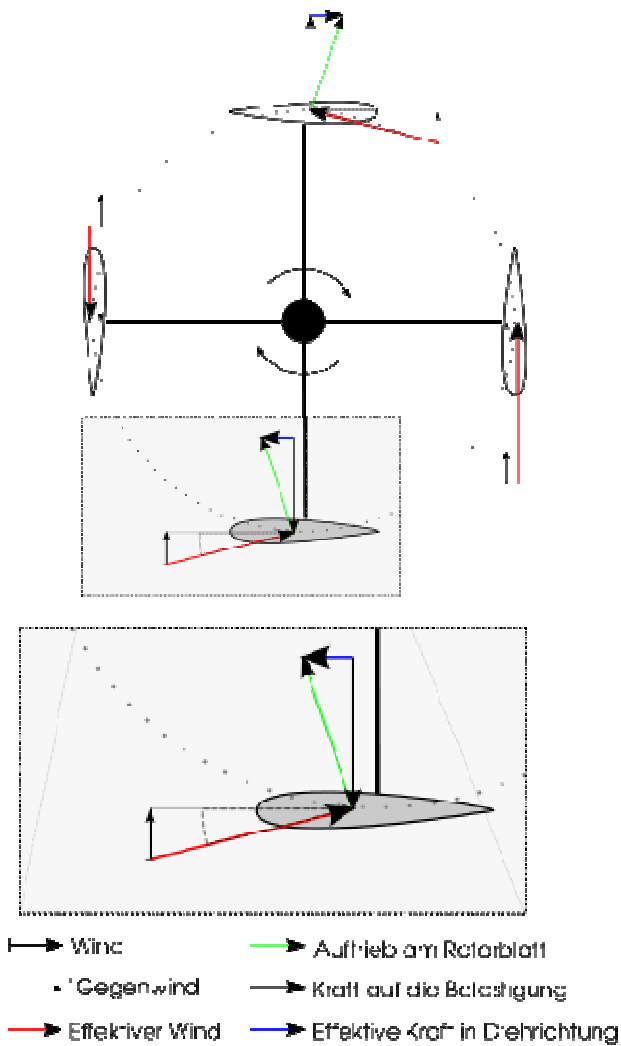


Abbildung 4.2 Prinzip einer auftriebsnutzenden Windanlage [4.2]  
Anhand des Darrieus-Rotor

Alle heutigen Windkraftanlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie verwenden Horizontalachsen mit Flügelprofilen und erreichen Widerstandsbeiwerte mit einem  $c_p \approx 0,5$ , das kommt dem theoretisch berechneten Wert von Betz mit  $\approx 0,59$  schon sehr nahe.

### 4.3 Windenergieanlagen

[Literatur: 4.1; 4.5; 4.6; 4.8]

Hier werden zwei Konzepte näher betrachtet, die genutzt werden, um elektrische Energie aus Windenergie zu erhalten.

### 4.3.1 Vertikalachsenanlagen

Es gibt zwei Haupttypen für Vertikalachsenrotoren, den Savonius-Rotor und den Darrieus-Rotor.

#### a) Der Savonius-Rotor

Der Savonius-Rotor wurde in der Vergangenheit nie genutzt, um elektrische Energie zu erzeugen. Er wird aber auch heute immer noch als Anlaufhilfe für andere Vertikalachsenrotoren genutzt und in Anemometern verbaut, die zur Windgeschwindigkeitsmessung dienen. Der Savonius-Rotor ist ein Widerstandsläufer, der also nicht wie heutige WEA das Auftriebsprinzip nutzt. Wie in der Abbildung 4.3 gezeigt, besteht er aus zwei oder mehr an der vertikalen Rotorachse angebrachten Schaufeln. Der Wind trifft (hier von links) auf die aktive Schaufel, an der er einen gegenüber der passiven Schaufel erhöhten Widerstand erfährt. Er wird auf der aktiven Schaufel teilweise reflektiert und auf die passive umgeleitet. Somit kann eine äußere Umlaufgeschwindigkeit erzielt werden, die höher ist als die Windgeschwindigkeit.

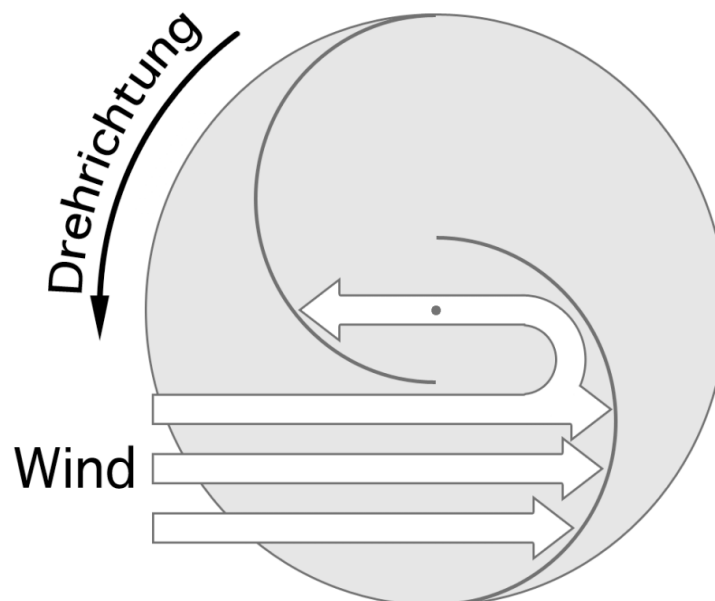


Abbildung 4.3 Der Savonius-Rotor in der Aufsicht [4.3]

Durch den horizontal symmetrischen Aufbau ist der Savonius-Rotor - wie fast alle Vertikalachsenrotoren - unabhängig von der Windrichtung. Weitere Vorteile liegen im Anlaufen und den hohen Drehmomenten schon bei niedriger Windgeschwindigkeit, weshalb diese Bauart hauptsächlich als Anlaufhilfe für andere Rotoren und z.B. zum Wasserpumpen verwendet wird. Eine Nutzung zur Erzeugung elektrischer Energie ist aber nicht sinnvoll, da der Savonius-Rotor durch die relativ niedrigen Drehzahlen eine zu geringe Leistungsentnahme im Vergleich zu heutigen Anlagen hat. Außerdem ist eine Drehzahl- und

Leistungsregelung nur schwer umsetzbar. Auch das Abschalten der Anlage bei hohen Windgeschwindigkeiten, was Beschädigungen vermeiden soll, gestaltet sich schwierig. Die Schaufeln müssen so ausgelegt werden, dass entstehende Turbulenzen den Rotor selbstständig abbremsen. Dadurch, dass Widerstandsläufer den heutigen Auftriebsläufern bezüglich der Leistungsabgabe deutlich unterlegen sind, ist eine Erzeugung elektrischer Energie durch den Savonius-Rotor auch in Zukunft kaum sinnvoll. Interessant bleibt er aber als Anlaufhilfe für den Darrieus-Rotor. Die Abbildung 4.4 zeigt einen dreiblättrigen Darrieus-Rotor, bei dem als Anlaufhilfe oben und unten zwei Savonius-Rotoren auf der Achse angebracht sind.



Abbildung 4.4 Der Darrieus-Rotor mit zwei Savonius-Rotoren als Anlaufhilfe [4.4]

## b) Der Darrieus-Rotor

Eine mögliche Bauform des Darrieus-Rotors ist in Abbildung 4.4 gezeigt. Häufig weist er zwei oder drei kettenförmige Rotorblätter auf (auf die Gründe hierfür wird später noch eingegangen), eine weitere Bauform ist der H-Rotor, wie er in Abbildung 4.5 gezeigt ist. Prinzipiell unterscheiden sich diese Bauformen nicht gravierend. Beide nutzen den Auftrieb und können nicht selbsttätig anlaufen.



Abbildung 4.5 Die H-Bauform des Darrieus-Rotors [4.5]

Die Funktionsweise erklärt sich mit Hilfe von Abbildung 4.6, in der ein Darrieus-Rotor in der Aufsicht gezeigt ist. Man findet auch hier einen in der horizontalen Ebene symmetrischen Aufbau, weshalb der Rotor unabhängig von der Windrichtung (hier wird sie von unten angenommen) ist. Das Profil der Rotorblätter hat gegenüber der Umlaufrichtung den Anstellwinkel Null, im Stillstand kann sich eigentlich kein positives Drehmoment bilden (nur bei dreiblättrigen Anlagen herrscht immer ein positives Drehmoment). Dreht sich der Rotor in der angegebenen Richtung, so wirkt auf das untere Rotorblatt zusätzlich die Windgeschwindigkeit von links, die der Umlaufgeschwindigkeit der Rotorblätter entspricht. Die resultierende Windgeschwindigkeit auf das Rotorblatt ist in der Abbildung rot dargestellt. Ihr gegenüber hat das Blatt einen Anstellwinkel größer Null. Durch den Auftrieb entsteht ein positives Drehmoment und der Rotor kann sich nun selbsttätig drehen. Ein Problem dieser Bauform wurde schon deutlich, der Rotor kann nicht selbstständig anlaufen, er braucht eine Anlaufhilfe.

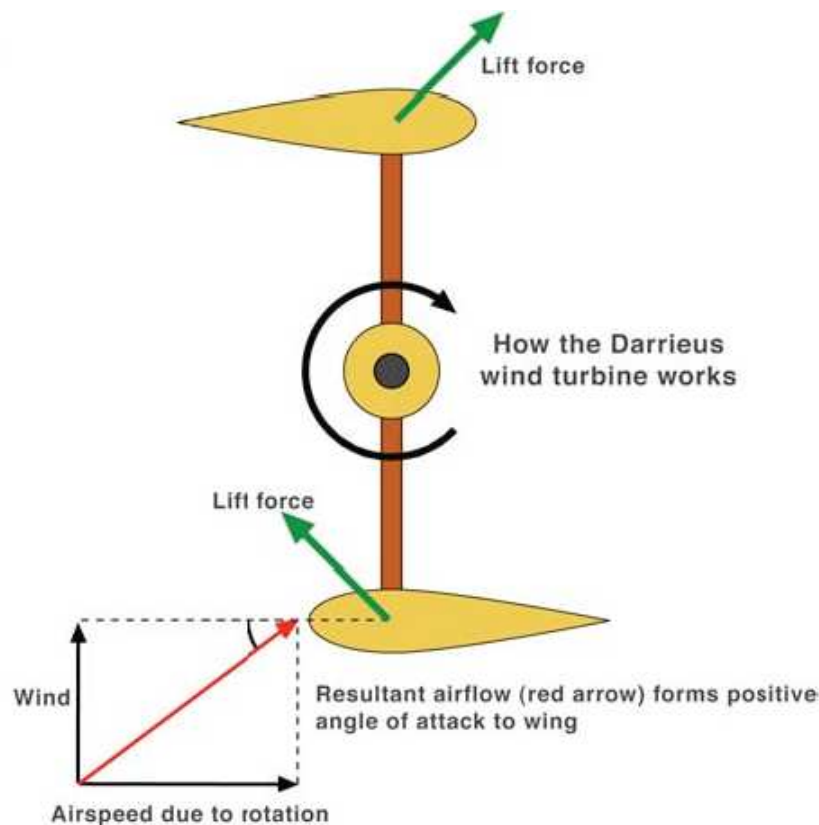


Abbildung 4.6 Funktionsweise des Darrieus-Rotors [4.6]

Die Anlaufhilfe übernimmt der Savonius-Rotor, der dann auf der Rotorachse angebracht ist. Ein weiterer Nachteil ist die nur schwer umsetzbare Leistungs- und Drehzahlregelung. Es gab zwar in der Vergangenheit Versuche mit Rotoren, die verstellbare Rotorblätter hatten, aber der konstruktive Aufwand hat sich nicht gelohnt, denn mit einem Wirkungsgrad von maximal 40% sind die Darrieus-Rotoren den heutigen Horizontalachsenanlagen unterlegen. Konstruktionsbedingt kommt es zu dem zusätzlichen Problem, dass die größte Masse rotiert, d.h. auf sie wirken im Bezugssystem des Rotors Zentrifugalkräfte. Der H-Rotor muss deshalb bei hohen Umlaufgeschwindigkeiten extremen Kräften standhalten. Gelöst ist dieses Problem durch kettenförmige Blätter, die die Längskräfte aufnehmen, da sie genauso gebogen sind, wie eine durchhängende Kette.

Vorteile bieten sich durch die vertikale Achse:

Der Generator kann am Boden untergebracht werden, was konstruktiv weniger Aufwand bedeutet und Wartungsarbeiten erleichtert. Durch den symmetrischen Aufbau braucht der Darrieus-Rotor dem Wind nicht nachgeführt werden. Die Rotorblätter lassen sich einfach als Meterware herstellen. Aber da der Rotor nicht wie Horizontalachsenanlagen auf einem hohen Turm untergebracht ist, kann er derzeit noch nicht in die Höhen mit hohen und gleichmäßigen Windgeschwindigkeiten gebracht werden. Trotz – oder wegen – dieser Vor- und Nachteile wird dem Darrieus-Rotor noch Entwicklungspotential nachgesagt. Zurzeit sind die Baukosten aber noch um ca. ein Drittel höher als bei Horizontalachsenanlagen, so dass ein Großeinsatz zur Erzeugung elektrischer Energie noch nicht absehbar ist.

## 4.3.2 Horizontalachsenanlagen

Die heute am meisten verbreitete Bauform von Windenergieanlagen ist die der Horizontalachsenanlagen, bei dem sich durch den Auftrieb am Rotorblatt der Rotor mit horizontaler Achse dreht und einen in der Gondel untergebrachten Generator antreibt. Die Gondel ist dafür in einem Turm untergebracht. Die Hauptmerkmale bei den Horizontalachsenwindenergieanlagen sind die Rotorblattanzahl und die Unterscheidung nach Luv- und Leeläufern, also ob der Rotor vor dem Turm im Wind läuft oder hinter dem Turm im Windschatten. Bei der Entscheidung, wie viele Blätter der Rotor haben soll, spielt z.B. die Schnelllaufzahl eine entscheidende Rolle. Sie gibt das Verhältnis von äußerer Umlaufgeschwindigkeit des Rotorblattes zur Windgeschwindigkeit wieder, ist antiproportional zur Rotorblattanzahl und sollte möglichst hoch sein, um eine gute Leistungsentnahme zu erlauben.

Zur Erzeugung elektrischer Energie ist aber der Dreiblattrotor der beste Kompromiss, weshalb heute fast ausschließlich WEA mit drei Rotorblättern gebaut werden. Es bleibt also noch die Entscheidung, ob die WEA ein Luv- oder ein Leeläufer sein soll.

Der wichtigste Vorteil des Leeläufers (im Windschatten) ist, dass er dem Wind nicht nachgeführt werden muss, sondern sich selbsttätig in den Wind dreht. Das bedeutet konstruktiv viel weniger Aufwand. Ein Problem dabei ist aber, dass die starken Ströme nicht mehr über Schleifkontakte übertragen werden können, d.h. es müssen Kabel aus der Gondel durch den Turm gelegt werden. Dreht sich die WEA ständig selbst in den Wind, kann es zu Kabelverwicklungen kommen. Also muss auch der Leeläufer mit einer Windnachführung ausgestattet werden, so dass sich dieser Vorteil relativiert. Ein weiterer Vorteil gegenüber dem Luvläufer ist, dass der Leeläufer weitaus flexiblere Rotorblätter haben kann, denn bei ihm besteht nicht die Gefahr, dass diese den Turm berühren. Das führt zu einem weitaus geringeren Gewicht und einer weniger anspruchsvollen Bauart. Dieser Vorteil des Leeläufers steht dem Nachteil gegenüber, dass er durch einen viel stärkeren Windschatteneffekt - hinter dem Turm herrscht mehr Windschatten als vor dem Turm - größeren Belastungen ausgesetzt ist, und sich damit die Lebensdauer gegenüber dem Luvläufer deutlich verkürzt. Da die Lebensdauer der Windenergieanlage bei der Frage nach der Effizienz eine größere Rolle spielt als starrere Rotorblätter, haben sich die Luvläufer durchgesetzt. Das heißt, heute werden fast nur noch dreiblättrige Luvläufer gebaut, was man das dänische Konzept nennt.

### 4.3.2.1 Rotorblatttypen

#### 4.3.2.1.1 Einblattrotor

Der Vorteil des Einblattrotors ist der finanzielle Aspekt, da die Kosten für die Rotorblätter einen beachtlichen Anteil an den Kosten einer Windenergieanlage ausmachen.

Der Einblattrotor, Abbildung 4.7, benötigt auf der Gegenseite ein Gegengewicht um die Unwucht des einen Rotorblattes zu verhindern. Man erreicht sehr hohe Schnelllaufzahlen

von bis zu 15, was aber durch die geringe Fläche des Rotorblattes zu keiner signifikanten Erhöhung der Energieentnahme führt.

Ein weiterer Nachteil dieser Bauart ist die hohe Anlaufgeschwindigkeit, die von der geringen Rotorblattfläche abhängt.

Der gravierende Nachteil beruht in dem starken Windschatteneffekt. Das Rotorblatt ist beim Vorbeilaufen am Turm dem luvseitigen Windschatten vor dem Turm ausgeliefert. Kurzzeitig sinkt das Drehmoment, was zu extremen Momenten auf die Anlage führt. Dabei entstehen auch auf der Erzeugerseite unerwünschte Oberwellen im Netz.

Diese Nachteile überwiegen gegenüber dem finanziellen Vorteil, weswegen auch dieser Rotortyp nicht in heutigen Windkraftanlagen zur Anwendung kommt.



Abbildung 4.7 Einblattrotor [4.7]

#### 4.3.2.1.2 Zweiblattrotor

Der Zweiblattrotor, Abbildung 4.8, hat wie der Einblattrotor das Problem des Windschatteneffektes. Nur ist hier der Effekt noch gravierender, da in der vertikalen Rotorposition ein Blatt völlig im Windschatten des Turmes ist und das andere Blatt sich in der höchsten Position und daher der größten Windgeschwindigkeit ausgesetzt ist, befindet.

Dies führt zu großen Kippmomenten am Rotor, der dadurch gefedert ausgeführt und gedämpft werden muss, um den hohen Momenten standhalten zu können. Der Kosten- und Bauaufwand hierfür stehen mittleren Leistungsaufnahmen, Schnellaufzahlen und immer noch relativ hohen Anlaufgeschwindigkeiten gegenüber.





Abbildung 4.8 Zweiblattrotor [4.8]

#### 4.3.2.1.3 Dreiblattrotor

Der große Unterschied zu den vorigen Typen ist, dass der Dreiblattrotor, Abbildung 4.9, viel geringere Windschatteneffekte hat als die vorgenannten. Es kann sich wegen der Symmetrie nie ein Blatt im Windschatten befinden und zugleich ein anderes voll im Wind liegen. Die Leistungsaufnahme ist durch die erhöhte Rotorblattfläche mit einem Wirkungsgrad von derzeit bis zu 50% gut - nicht zuletzt auch wegen der immer noch recht hohen Schnelllaufzahl von circa 8. Zudem kommt wegen der größeren Rotorblattfläche der Vorteil hinzu, dass die Anlaufgeschwindigkeit viel geringer sein kann, was sich vor allem bei Windparks im Landesinneren positiv auswirkt, da hier die Windgeschwindigkeiten viel geringer sind als zum Beispiel in Offshore Bereichen.

Zu beachten sind aber die hinzukommenden Turbulenzen, mit denen sich die Rotorblätter untereinander beeinflussen. Aber bei nur drei Blättern ist dies leicht zu kontrollieren. Die Vorteile und die höhere Effizienz überwiegen gegenüber den höheren Anschaffungskosten. Weiters ist die Auffälligkeit in der Landschaft weit geringer und daher weniger störend, besonders wenn das Verhältnis Rotorradius zu Turmhöhe ungefähr zwei Drittel beträgt.



Abbildung 4.9 Dreiblattrotor [4.9]

#### 4.3.2.1.4 Rotoren mit einer Blattzahl größer drei

Als Beispiel gilt die amerikanische Windturbine, Abbildung 4.10, sie haben sich nicht durchgesetzt, da mit steigender Blattzahl immer niedrigere Schnelllaufzahl die höhere Leistungsaufnahme überkompensiert. Bei gerader Blattanzahl hat man außerdem wieder das Problem des Windschatteneffektes. Hinzu kommt auch noch, dass die Turbulenzen immer weiter zunehmen und sich die Rotorblätter untereinander stark beeinflussen. Dieses Verhalten ist kaum noch berechenbar. Bei einer sehr hohen Blattzahl muss auch beachtet werden, dass die rotierende Masse immer größer wird. Der Vorteil liegt darin, dass auch bei sehr schwachen Windverhältnissen noch Energie erzeugt werden kann. Für Windenergieanlagen ist diese System aber weniger brauchbar.



Abbildung 4.10 Mehrblattrotor [4.10]

#### 4.3.2.2. Aufbau und Komponenten einer Windenergieanlage

Zu den wesentlichen Komponenten einer netzeinspeisenden Windenergieanlage gehören:

- a. Rotor mit Rotorblättern
- b. Triebstrang mit Rotorwelle
- c. Windrichtungsnachführung
- d. Turm und Fundament
- e. Elektrische Komponenten

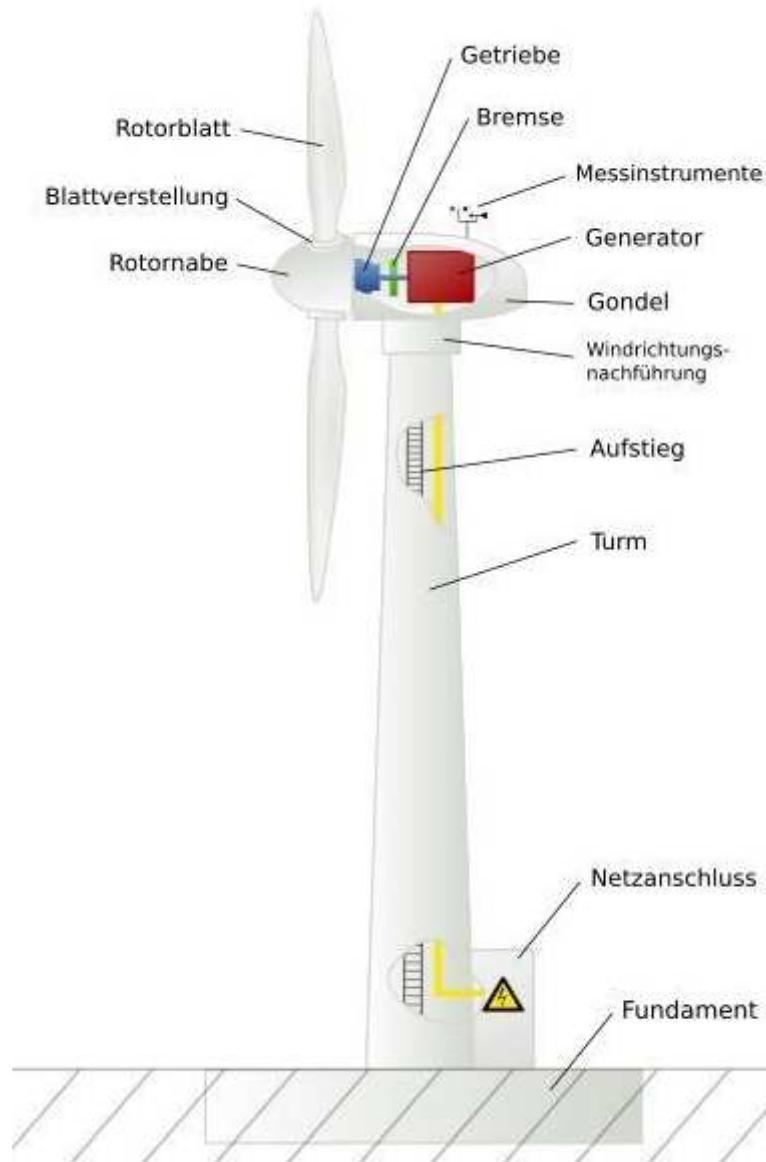


Abbildung 4.11 Aufbau einer Windenergieanlage [4.11]

#### 4.3.2.2.1 Rotor

Das wichtigste Element einer Windenergieanlage ist der Rotor. Bei Horizontalachsanlagen, für elektrische Energiegewinnung hauptsächlich verwendet, unterscheidet man je nach Stellung des Rotors zum Turm zwei Typen, den Luv- und den Leeläufer. Abbildung 4.12 zeigt die beiden Typen.

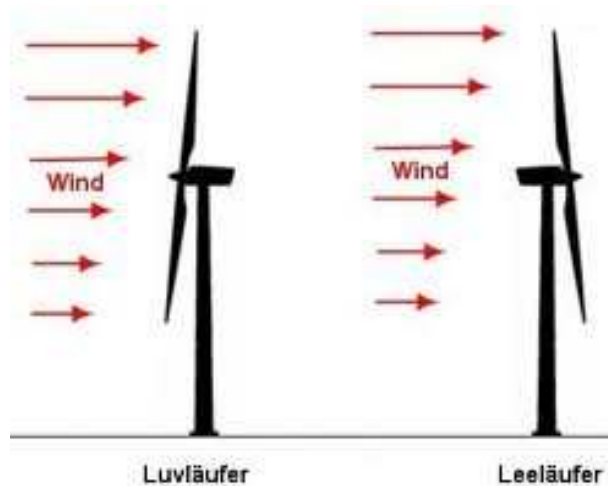


Abbildung 4.12: Luv- Leeläufer [4.12]

Heute werden fast ausschließlich Luvläufer verwendet, bei denen der Rotor in Windrichtung vor dem Turm läuft.

Der Nachteil von Leeläufern besteht darin, dass der periodische Gang des Rotorblatts durch die verwirbelte Strömung im „Turmschatten“ eine zusätzliche Lärmquelle ist. Zusätzlich brechen die auf den Rotor wirkenden Luftkräfte im Turmschatten immer kurzfristig zusammen, was den Leeläufer einer höheren Wechselbeanspruchung aussetzt.

Vorteilhaft bei Leeläufern ist, dass eine passive Windnachführung prinzipiell möglich ist, was aber meist nur bei kleinen Anlagen genutzt wird. Die ehemalige Großanlage GROWIAN wurde als Leeläufer ausgeführt, das hatte den Vorteil, dass die Rotorblätter bei Sturmböen nicht gegen den Mast oder die Abspannung der Anlage gedrückt werden konnte.

Ein besonderer Auslegungsparameter einer Windenergieanlage ist die Rotordrehzahl und die damit verbundenen *Schnelllaufzahl*  $\lambda$ .

$\lambda$  ist das Verhältnis von Blattspitzengeschwindigkeit zur ungestörten Windgeschwindigkeit. Es ist der bedeutendste Parameter für die aerodynamische Auslegung der Rotorblätter. Netzgekoppelte Windkraftanlagen werden mit einer Schnelllaufzahl  $\lambda = 5 \dots 8$  ausgelegt und liefern bei niedrigen Drehmomenten hohe Drehzahlen für die Generatoren.

Für die Leistungsbegrenzung werden zwei unterschiedliche aerodynamische Konzepte verwendet. Das einfachere schon in den 80er Jahren in Dänemark verwendete Konzept begrenzt die Leistung durch Strömungsabriss am Rotorblatt, dem sogenannten Stall-Effekt.

### a) Prinzip des Stall-Effekts

Der Rotor läuft mit annähernd konstanter Drehzahl, da der verwendete Asynchrongenerator die Windturbine fest an die Netzfrequenz bindet. Bei stärkerem Wind kommt es zu einer Veränderung der Anströmrichtung, siehe Abbildung 4.13, die aus der vektoriellen Addition von Windgeschwindigkeit und Umfangsgeschwindigkeit resultiert. Die Vergrößerung des Anstellwinkels zwischen der Anströmrichtung und der Profelsehne des Rotorblattes führt an der Saugseite der Blätter zur Strömungsablösung. Das bewahrt die Turbine vor überhöhter

Leistung, da sich der Auftrieb verringert und der Widerstand erhöht. Man nennt das das „dänische Konzept“, das zum Aktiv-Stall-Konzept weiterentwickelt wurde, bei dem die Rotorblätter drehbar um ihre Längsachse in der Nabe gelagert sind. Damit kann der Strömungsabriss aktiv beeinflusst und zuverlässig die gewünschte Nennleistung eingestellt werden. Dieses Prinzip weist eine gewisse Trägheit auf, so dass der Zeitpunkt der Strömungsablösung nicht exakt vorgegeben werden kann.

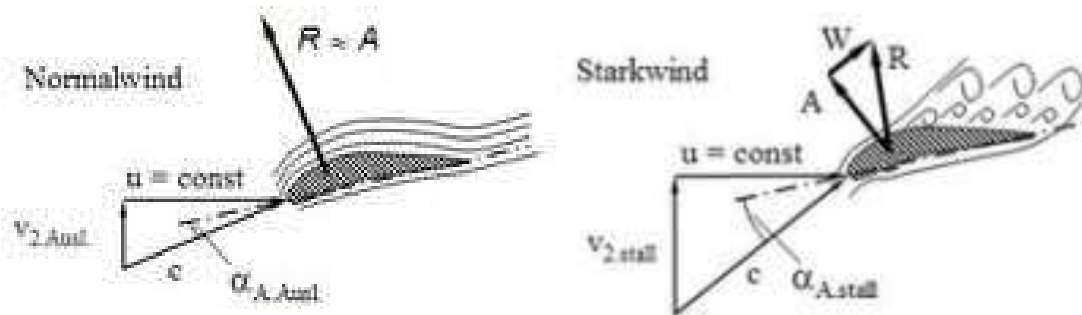


Abbildung 4.13 Prinzipdarstellung des Stall-Effekts [4.13]

## b) Prinzip des Pitch-Effekts

Hier beruht die Leistungsbegrenzung auf einer stärkeren Verstellung des Blattwinkels, siehe Abbildung 4.14. Nimmt die Windgeschwindigkeit nach Erreichen der Nennleistung zu, so wird das Blatt mit der Vorderseite in den Wind gedreht. Diese Verringerung des Anstellwinkels begrenzt Leistung und Belastungen.

Die Leistungsregelung ist gleichmäßiger als bei aktiver Stall-Regelung, da die Strömung immer am Rotorblatt anliegt, aber es sind größere Verstellwinkel erforderlich.

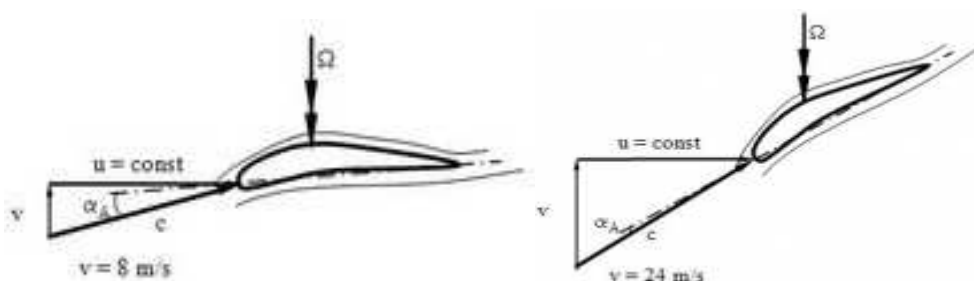


Abbildung 4.14 Prinzipdarstellung des Pitch-Effekts [4.14]

#### **4.3.2.2 Standortwahl zur Nutzung der Windenergie**

Für die Standortwahl einer Windenergieanlage sind folgende Punkte von Bedeutung:

- Grundstück
- Windangebot
- Netzanbindung
- Zufahrt

#### **4.3.2.3 Grundstück**

Eine Frage für die Nutzung eines Standortes sind die Eigentumsverhältnisse. Ist der Betreiber Eigentümer treten keine Probleme auf, ansonsten ist ein Pacht- und Dienstbarkeitsvertrag zu verhandeln, der im Grundbuch eingetragen werden muss.

#### **4.3.2.4 Windangebot**

Die Windverhältnisse an einem geplanten Standort sind ein wichtiger Bestandteil der Planung einer Windkraftanlage. Die vorhandenen Windgeschwindigkeiten wirken sich maßgeblich auf die spätere Wirtschaftlichkeit eines Projektes aus. Daher sind möglichst korrekte und langfristige Datengrundlagen über das Windaufkommen am geplanten Standort von eminenter Bedeutung.

Meist sind Daten für eine technische Nutzung am Standort nicht vorhanden, denn oft wurden nur meteorologische Daten ermittelt. Daten vom ZAMAG stellen also nur einen Anhaltspunkt dar. Es sollten aber zumindest Messungen, optimal in Nabenhöhe, über ein Jahr durchgeführt werden.

Es ist notwendig, verlässliche Daten über die örtlichen Windverhältnisse zu erhalten, denn schon eine Fehleinschätzung der Windgeschwindigkeit von 10% entspricht einer Fehleinschätzung der Windenergie von 30%.

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Standortwahl ist die Nabenhöhe. Dazu muss man wissen, dass die Windgeschwindigkeit sehr von den Rauigkeitslängen abhängt, siehe Abbildung 4.15. Bei größeren Rauigkeitswerten wächst die Windgeschwindigkeit schneller, weshalb durch Erhöhung der Nabenhöhe an raueren Standorten höhere Steigerungen der Erträge zu erzielen sind. Zum Beispiel kann eine Windanlage in Waldgebieten durch Erhöhung der Nabenhöhe eine Ertragssteigerung um bis zu 40% ergeben. Über Wasserflächen würde diese Maßnahme nur rund 10% bedeuten.

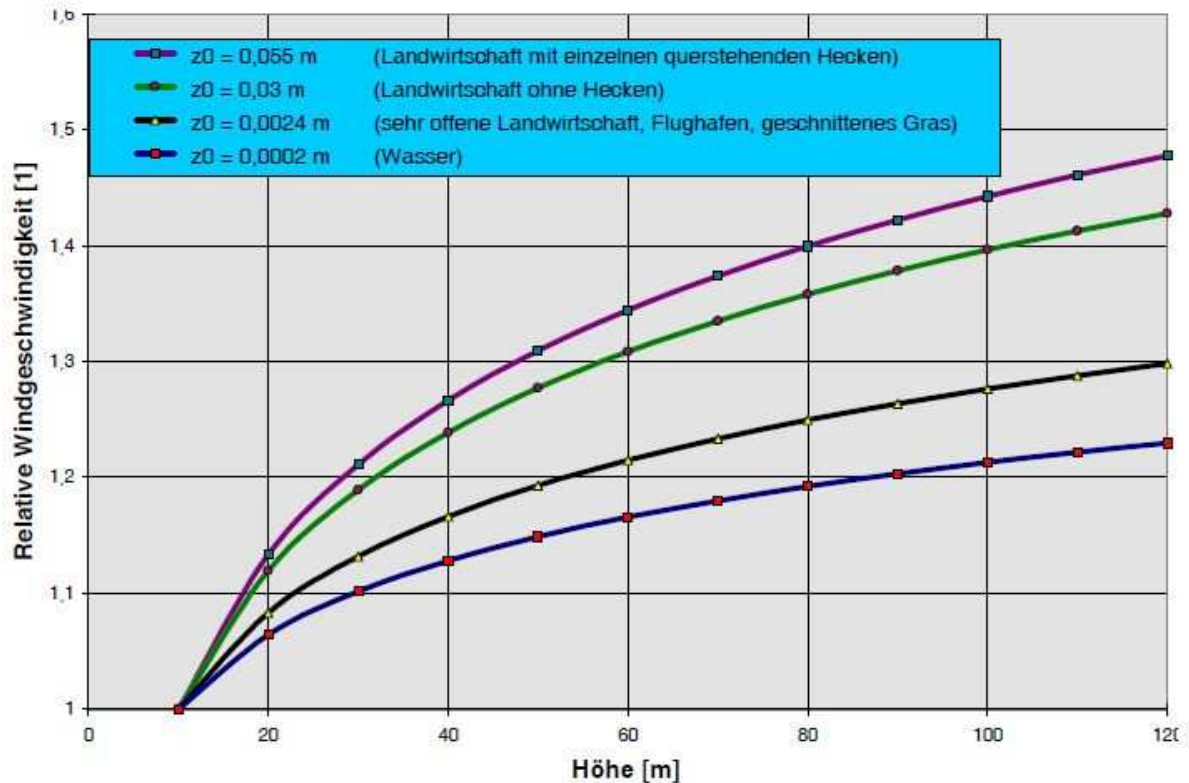


Abbildung 4.15 Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe über Grund bei verschiedenen Oberflächenrauigkeiten [4.15]

In der Steiermark hat man gute bis hervorragende Windgeschwindigkeiten, Abbildung 4.16, in Höhenlagen ab 1400 m Seehöhe. Wegen der komplexen Geländeformen in der Steiermark und der Tatsache, dass erst in höheren Lagen eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist und zudem Probleme bei der Errichtung in solchen Höhen auftreten, sind nur wenige Standorte wirklich geeignet. Weitere Einflüsse treten durch Eisbildung auf, da sich die Profilform der Rotorblätter verändert und zudem die Gefahr des Eisabwurfs droht.

Dabei können einzelne Eisbrocken bis zur 1,5fachen Entfernung aus der Summe von Turmhöhe plus Rotordurchmesser geschleudert werden. Um dieses Problem zu bannen, können Rotorenteisungssysteme optional eingebaut werden. Diese Systeme verhindern zwar nicht das Vereisen, sondern beschleunigen das Abtauen bereits vereister Rotorblätter im Stillstand.



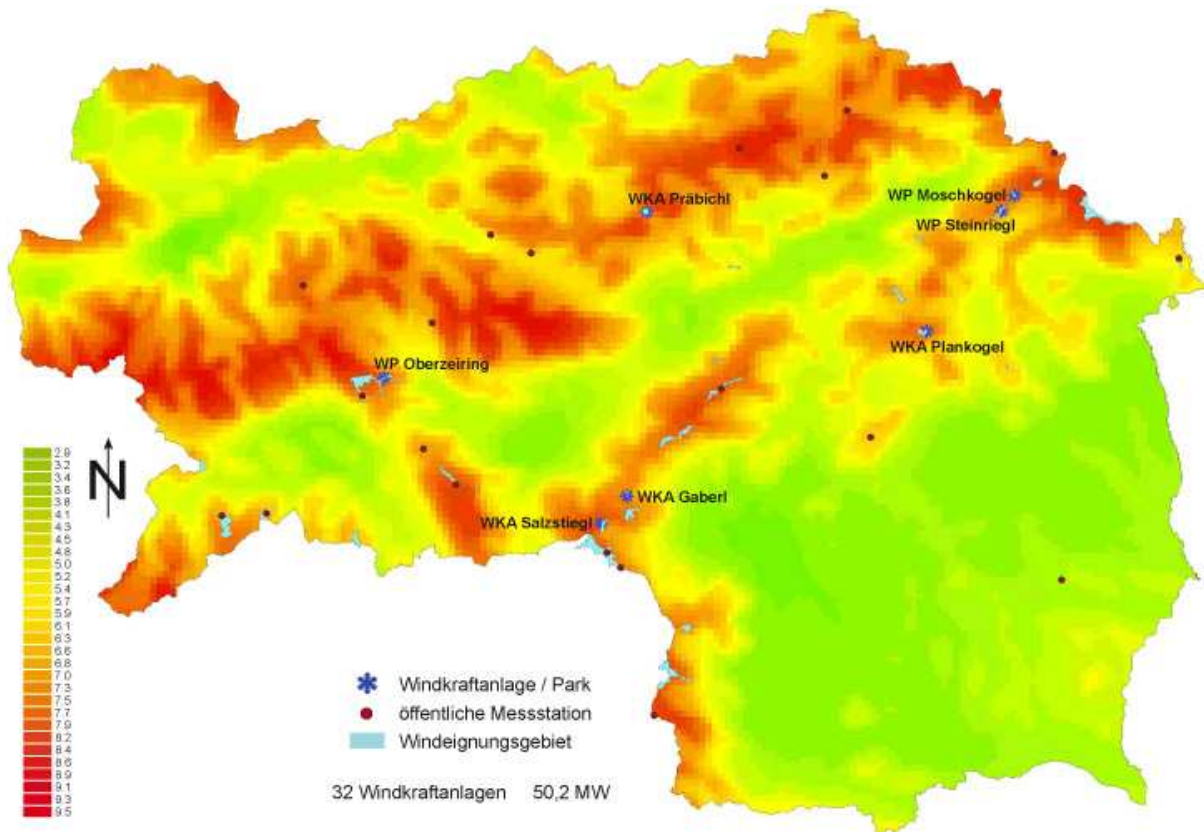
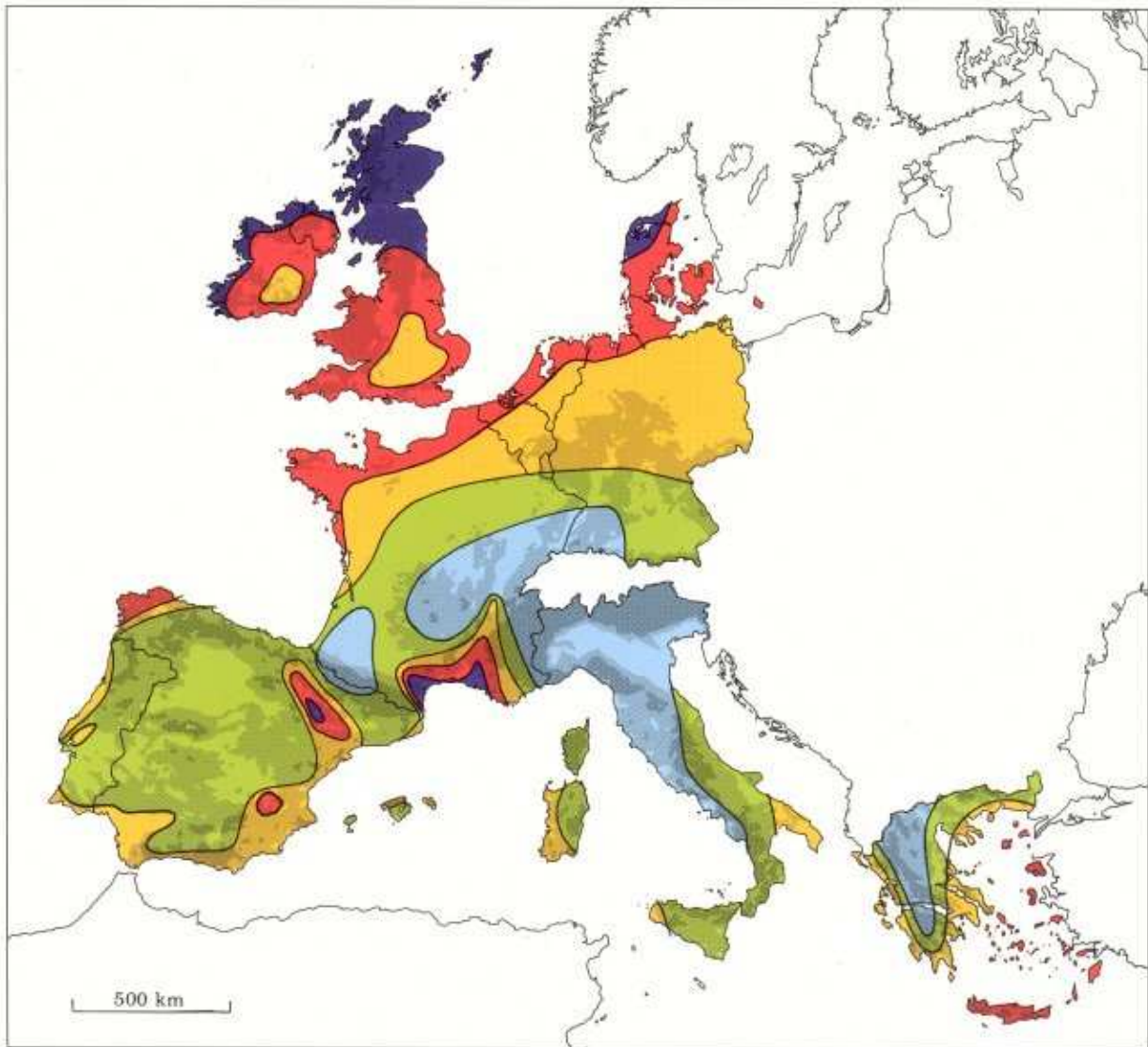


Abbildung 4.16 Windanalysekarte für die Steiermark [4.16]

Für Europa findet man im Windatlas Karten, siehe Abbildung 4.17, die die Windgeschwindigkeiten im Binnenland angeben. Man kann dabei sehr genau die Gebiete erkennen, in denen Windenergieanlagen von Vorteil sein können. Nicht immer sind diese Gebiete auch zugänglich oder wegen der hohen Bevölkerungsdichte geeignet, um dort Windparks zu installieren.

Wie man aus der Abbildung gut erkennen kann, sind die Gebiete mit den größten Windgeschwindigkeiten im Norden an den Nordsee- und Ostseegebieten und an den Küsten der britischen Inseln zu finden. Die Bedingungen in Südeuropa sind weniger günstig.



Wind resources <sup>1</sup> at 50 metres above ground level for five different topographic conditions										
	Sheltered terrain <sup>2</sup>		Open plain <sup>3</sup>		At a sea coast <sup>4</sup>		Open sea <sup>5</sup>		Hills and ridges <sup>6</sup>	
	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$
Dark Blue	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
Red	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
Yellow	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
Light Green	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
Light Blue	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Abbildung 4.17 Windgeschwindigkeiten an Land für Europa [4.17]

#### 4.3.2.2.5 Zufahrt

Der Standort ist aber auch von der Möglichkeit des Zugangs der Maschinenteile abhängig, wie Abbildung 4.18 zeigt. Der Bau einer Zufahrtsstraße ist ein großer Kostenfaktor. Aber auch bei bestehenden Straßen muss die tragfähige Achslast mindestens 12 Tonnen

betragen. Im Vergleich zu Anlagen in ebenen Gebieten, siehe Anlagen im Burgenland oder Niederösterreich, kann das in topologisch exponierten Standorten zu einem großen finanziellen Aspekt werden.



Abbildung 4.18 Transport eines Turmsegments [4.18]

#### 4.3.2.2.6 Anlagenkonzepte

Nach der Art des Einsatzes der Windkraftanlagen zur Stromerzeugung werden unterschieden:

- netzeinspeisende Anlagen
- Anlagen für den Einzel- und Inselbetrieb
- Anlagen für den Verbundbetrieb

Netzeinspeisende Anlagen haben den Vorteil, ihre Stromproduktion immer ins Netz abgeben zu können ohne den überschüssigen Anteil speichern zu müssen. Diese Aufgabe der Speicherung wird dem Netz übertragen. Ebenfalls wird das Problem der verminderten Leistungsabgabe in Zeiten der Flaute dem Netz aufgebürdet. Dann müssen Sekundärkraftwerke wie Gas- oder Dampfkraftwerke, die in Sekundenschnelle reagieren können, diese Unterproduktion übernehmen. Beim Hochfahren müssen diese Anlagen aber sanft ins Netz integriert werden, dies erfordert etlichen Aufwand an Regelung und Steuerung der Leistungselektronik. Denn die Netzanforderungen an Spannungs- und Frequenzkonstanz sowie an Oberwellenfreiheit sind erheblich.

Bei Inselanlagen sind die vorher genannten Anforderungen nicht so erheblich. Es ist für viele Aggregate nicht so wichtig, ob sie mit 47 oder 52 Herz betrieben werden. Problematischer ist die Frage, wohin mit der überschüssigen Energie. Hierfür werden Totlasten, die die überschüssige Energie verbraten, eingesetzt. Ist zu wenig Energie vorhanden, können Speicher und Akkumulatoren angezapft werden und falls das nicht mehr möglich ist, müssen sie nach einer Prioritätenliste abgeschaltet werden. Sind auch die Speicher leer, ist man nur noch mit Verbundanlagen, z.B. Wind- Dieselanlagen, auf der sicheren Seite.

#### 4.3.2.2.7 Netzeinspeisende Anlagen

Ursprünglich waren die Anlagen starr mit dem Netz verbunden. Eine Windanlage erbringt nur ihre Bestleistung, wenn sie windgeführt wird, das heißt, dass sich die Drehzahl stets der veränderlichen Windgeschwindigkeit anpasst. Drehzahl und Windgeschwindigkeit müssen in einem festen Verhältnis stehen. Erst mit der verbesserten Leistungselektronik war es möglich, die variable Frequenz und Spannung einer windgeführten Windenergieanlage durch Gleichrichtung und anschließend wieder in Drehstrom umzuwandeln. Heute kann man das sowohl mit Synchron- wie auch mit Asynchrongeneratoren erreichen.

Als erstes wurden Synchrongeneratoren mit Vollumrichter von der Firma Enercon auf den Markt gebracht. Es ist ein sehr einfacher mechanischer Aufbau, Abbildung 4.19. Sowohl Antrieb der Blattwinkelverstellung als auch die Windnachführung der Gondel erfolgen elektrisch. Die Blindleistungsabgabe von kapazitiv bis induktiv ist frei regelbar. Das Problem des Blindleistungsbedarfs wie bei Asynchronmaschinen besteht nicht.

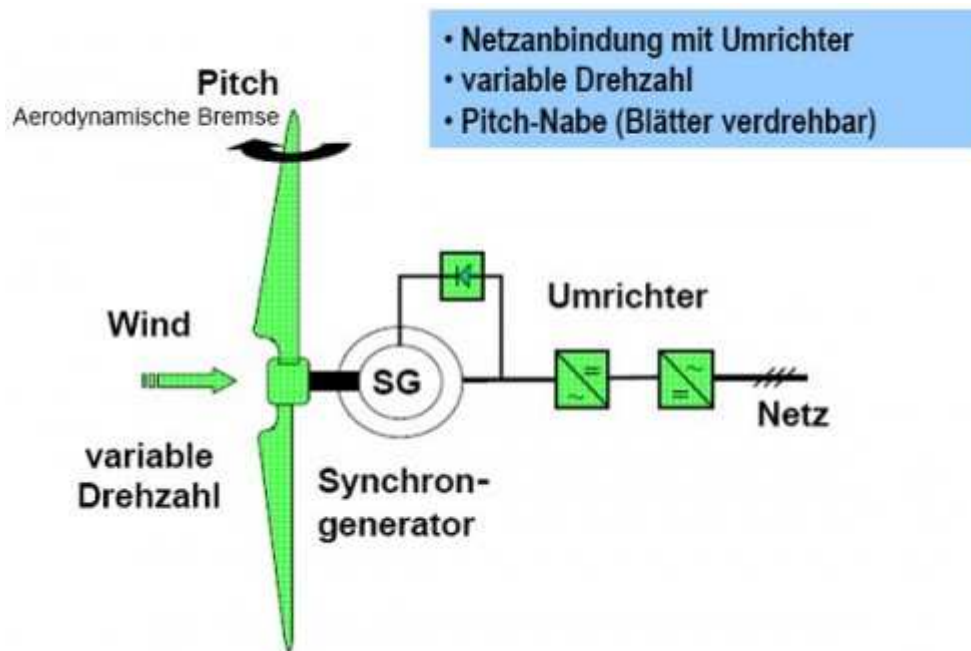


Abbildung 4.19 Konzept mit Synchrongenerator (permanent- und fremderregt) [4.19]

Die Asynchronmaschine wurde völlig drehzahlvariabel durch Verwendung eines geführten Umrichters im Läuferkreis. Der Vorteil dieser Anordnung ist, dass nicht die volle Generatorleistung umgerichtet werden muss, sondern nur der Teil der Leistung, der vom Läufer benötigt oder auch produziert wird. Zudem benötigt die Asynchronmaschine keine Blindleistung mehr aus dem Netz, was immer ein Manko dieses Typs war. Mit dem Umrichter im Läuferkreis ist nun auch die Asynchronmaschine fähig, regelbare Blindleistungen ans Netz zu liefern, siehe Abbildung 4.20.



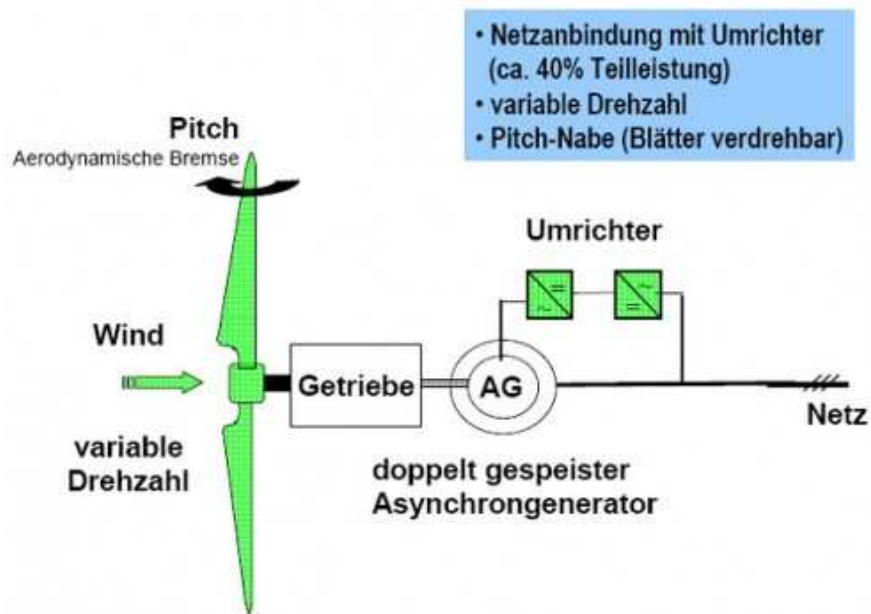


Abbildung 4.20 Konzepte mit doppelt gespeisten Asynchrongenerator [4.20]

#### 4.3.2.2.8 Einzel- und Inselanlagen

Bei der Inselnetzspannung werden Nutzer, die an kein Netz angeschlossen sind, über eine Windkraftanlage mit konstanter Frequenz und Spannung versorgt, Abbildung 4.21. Da sowohl Wirk- als auch Blindleistung benötigt wird und eine Spannungsregelung vorgenommen werden muss, bietet sich ein Synchrongenerator an. Die Frequenzkonstanz wird über das Zu- oder Abschalten von Verbrauchern oder eine schnelle Pitch-Regelung erzeugt.

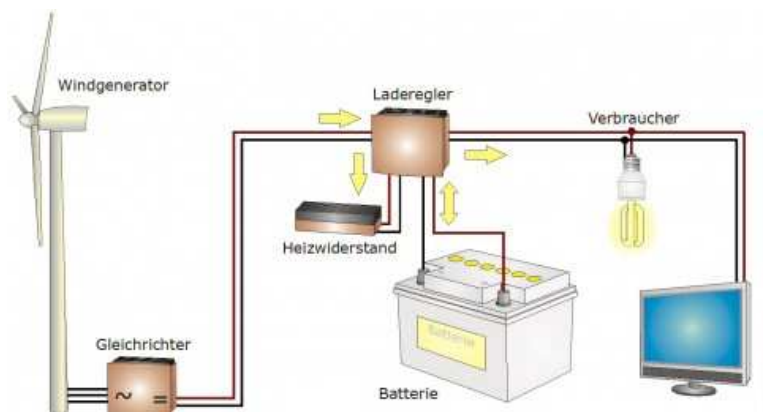


Abbildung 4.21 Inselanlage [4.21]

#### **4.3.2.2.9 Verbundanlagen**

In Europa werden sowohl Insel- wie auch Verbundanlagen eher weniger verwendet. Aber in Gebieten ohne Verbundnetze sind diese Anlagen im Ansteigen.  
Als Verbundanlagen dienen Wind-Dieselanlagen oder Wind-Photovoltaikanlagen.

### **4.4 Offshore Windparks**

[Literatur: 4.10; 4.12; 4.14; 4.15; 4.16; 4.17]

Da der weitere Ausbau der Windenergie an Land immer mehr auf Widerstand stößt, gewinnt der Ausbau der Windparks auf See immer mehr an Bedeutung. Zudem sind auf See enorme Windressourcen vorhanden. Großes Raumangebot und hohe Windgeschwindigkeiten machen die Windenergienutzung besonders attraktiv.

Das erste deutsche Offshore-Testfeld „Alpha Ventus“ wurde 2010 nördlich von Borkum fertig gestellt, es enthält 12 Anlagen der 5 MW-Klasse. Weitere Windparks mit Gigawatt-Kapazitäten sind bereits geplant.

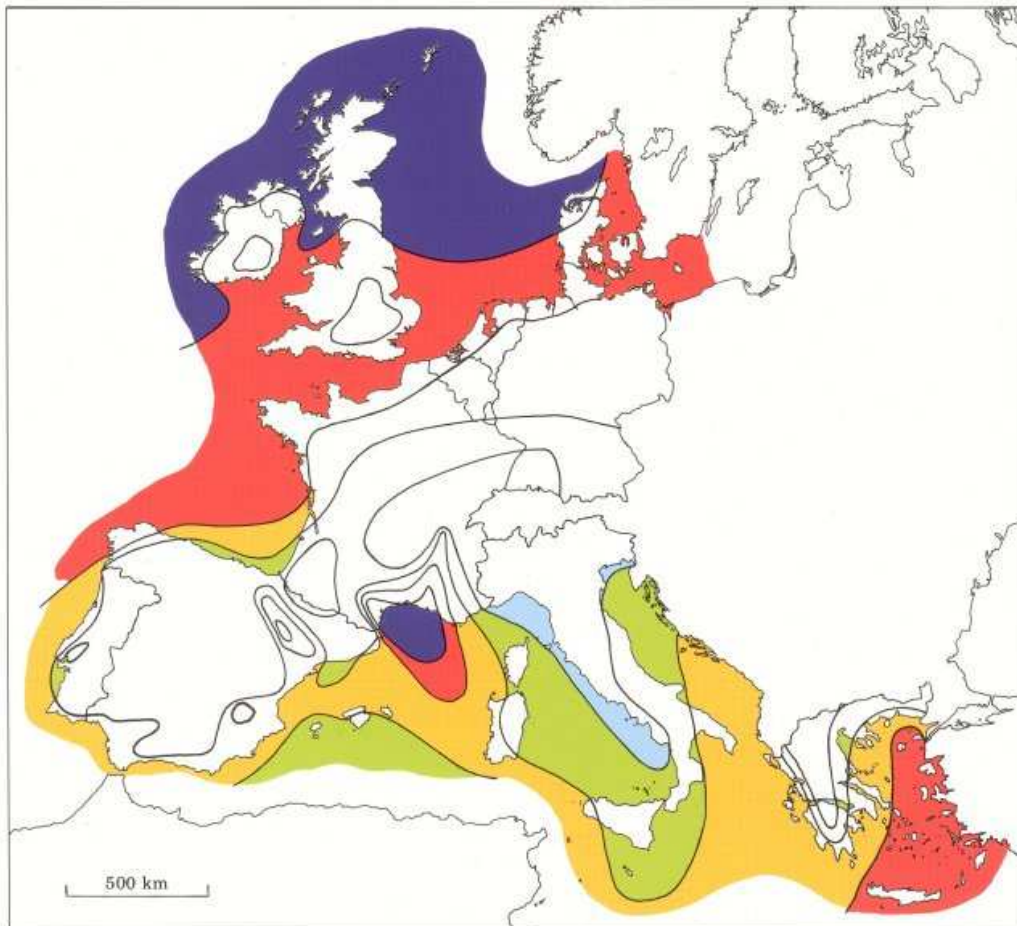
Grundsätzlich sind Offshore Windenergieanlagen den Onshore-Anlagen sehr ähnlich. Nur die maritimen Gegebenheiten benötigen eine Reihe neuer technischer Lösungen. Dazu gehören die aufwendige Netzanbindung, besondere Anforderungen an die Fundamente und höhere Kosten im Betrieb und der Wartung der Anlagen. Dieser Mehraufwand wird aber durch die höheren Windgeschwindigkeiten wettgemacht.

#### **4.4.1 Windpotentiale**

An Land ist die Rauigkeit der Oberfläche, damit sind Gebäude, Wälder oder Hindernisse im Gelände gemeint, dafür verantwortlich, dass der Wind abgebremst wird und es zu Turbulenzen kommt, die zur Rotorermüdung führen kann. Dieser Effekt kann durch höhere Nabenhöhen verringert werden, wie schon im vorigen Kapitel behandelt wurde.

Im Offshorebereich herrschen hingegen wegen der glatten Wasseroberfläche viel höhere Windgeschwindigkeiten vor, siehe Abbildung 4.22. Deshalb können im Offshorebereich die Anlagen mit geringeren Nabenhöhen realisiert werden, was das Gewicht und die Kosten verringert.

Durch den Vorteil der größeren Windgeschwindigkeiten am Meer können gegenüber den Anlagen an Land fast doppelt so viele Volllaststunden erreicht werden.



Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights										
	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$
Dark Blue	> 8.0	> 600	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
Red	7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
Orange	6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
Yellow	4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
Light Blue	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

Abbildung 4.22 Windgeschwindigkeiten auf See für Europa [4.22]

#### 4.4.2 Fundamentformen

Zu wesentlich höheren Kosten führen die Fundamente, mit denen die Windkraftanlagen im Meeresboden verankert werden. Man unterscheidet unterschiedliche Fundamentarten für die spezifischen Meerestiefen.

Fundamente müssen großen Belastungen, wie aggressivem Salzwasser, großen Wind- und Wellenlasten, starken Strömungen, manchmal auch Eis standhalten.

Für das richtige Fundament sind vor allem die Wassertiefe und die Beschaffenheit des Meeresbodens von Bedeutung, siehe Abbildung 4.23.



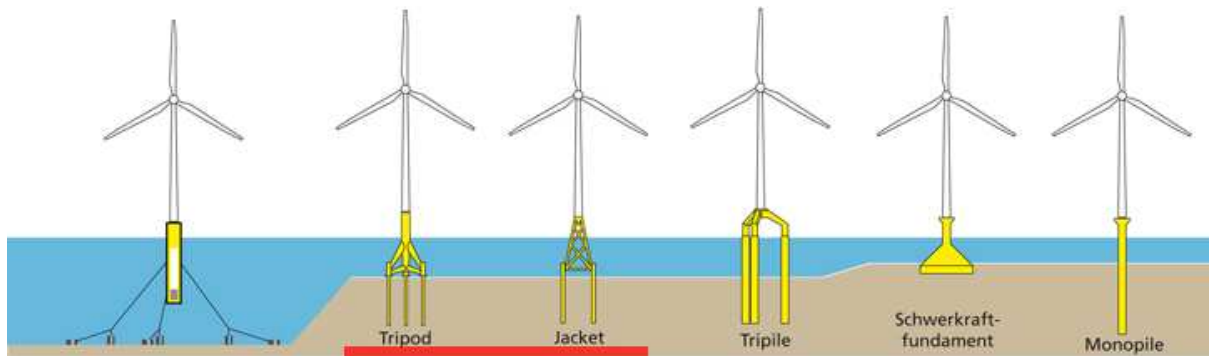


Abbildung 4.23 Fundamentformen für Offshore Windkraftanlagen [4.23]

Die einzelnen Fundamenttypen sind für unterschiedliche Meerestiefen geeignet und lassen sich wie in Abbildung 4.24 gezeigt, einteilen.

Konzept	Wassertiefe		
	0 - 20 m	20 - 50 m	> 50 m
Schwerkraftfundament	■		
Monopile	■	■	
Tripot		■	
Jacket		■	
Schwimmendes Fundament			■

Abbildung 4.24 Bautiefen der Fundamentformen für Offshore Windkraftanlagen [4.24]

Man unterscheidet:

### a) **Schwerkrafftamente**

Sie werden in geringen Meerestiefen eingesetzt, bestehen aus Beton und fixieren die Anlagen durch ihr Gewicht. Ihr großer Vorteil ist, dass sie unempfindlich gegenüber Eisgang sind und für fast alle Untergrundformen verwendbar sind.

Jedoch steigen die Errichtungskosten mit zunehmender Wassertiefe stark an, weshalb sie ab Wassertiefen über 15-20 m unrentabel sind.

Die Fundamente können vollständig an Land gefertigt und später mit Lastkähnen an ihren Einsatzort transportiert werden, Abbildungen 4.25 und 4.26. Dies macht die Fertigung der Elemente fast vollständig vom Wetter unabhängig, auch die spätere Installation ist bei nahezu jeder Wetterlage möglich, da keine Ramm- oder Betonarbeiten im Meeresgebiet stattfinden müssen.



Abbildung 4.25 Schwerkrafftamentbau an Land [4.25]



Abbildung 4.26 Schwerkraftfundamenttransport [4.26]

## b) Monopile

Darunter versteht man ein Fundament aus einem zylindrischen Rohr, siehe Abbildung 4.27, das mit schweren Rammgeräten im Meeresboden verankert wird. Sie bieten guten Schutz gegen Auskolkung und gegen Kollisionen. Eingesetzt werden Monopile in Meerestiefen bis etwa 20 Metern, in steinigen Meeresböden sind sie nicht einsetzbar.

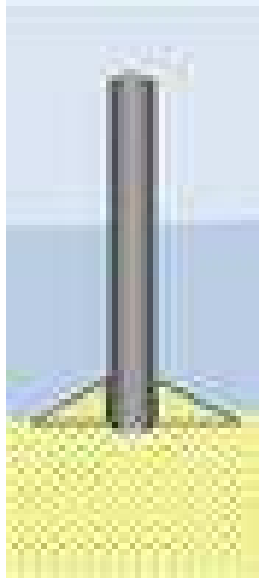


Abbildung 4.27 Monopile-Fundament [4.27]

### c) Jacket

Das Jacket ist eine Fachwerkkonstruktion, siehe Abbildung 4.28, ähnlich den Strommasten. An den vier Pfählen wird es im Meeresboden verankert. In der Ölförderung ist dieser Fundamenttypus schon oft in Verwendung und hat sich in größeren Wassertiefen schon bewährt.

Wegen des fachwerksartigen Aufbaus lässt sich 40-50% Stahl gegenüber Monopilen einsparen. Deshalb ist dieser Fundamenttyp kaum teurer, obwohl er in viel größeren Tiefen eingesetzt wird. Die einzelnen Elemente des Fachwerks lassen sich vollautomatisch erzeugen. Der Transport und der Zusammenbau sind sehr gut durchführbar, der Nachteil ist die geringe Kollisionssicherheit.

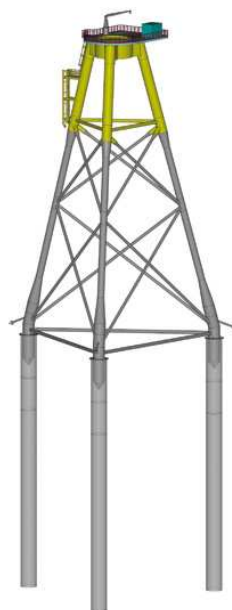


Abbildung 4.28 Jacket-Fundament [4.28]

#### d) Tripod:

Dieser Fundamenttyp besteht aus einer Dreibeinkonstruktion aus drei Stahlrohren, die unter Wasser den Hauptpfahl stützen, siehe Abbildung 4.29. Das Dreibein wird mit Pfählen durch Rammung im Meeresboden verankert. Im Vergleich zum Monopile kann es aus kleineren Querschnitten gefertigt werden und ist für Meerestiefen größer als 20 Meter einsetzbar. Bei steinigem Grund ist das Tripod ebenfalls nicht verwendbar. Das Versuchsprojekt *Alpha Ventus* ist mit Tripod-Fundamenten ausgeführt.



Abbildung 4.29 Tripod- Fundament [4.29]

#### e) Triple:

Bei Wassertiefen von 25 bis 50 Metern wird das Triple eingesetzt. Das Triple besteht aus drei Stahlpfeilern, siehe Abbildung 4.30, die unter Wasser verankert sind, worauf eine Dreibeinkonstruktion aufgesetzt wird. Die kompakte Bauweise macht das Fundament relativ preisgünstig.





Abbildung 4.30 Tripel- Fundament [4.30]

#### f) Bucket Fundament

Das ähnlich einem umgedrehten Eimer durch den Unterdruck ausgespülte Fundament saugt sich im sandigen Untergrund fest. Für diesen Fundamenttyp, siehe Abbildung 4.31, müssen keine Rammarbeiten durchgeführt werden, was die Umwelt schont. Der im Inneren des Fundaments erzeugte Unterdruck saugt das Fundament in den Meeresboden. Nach Ablauf der Lebensdauer kann man das Fundament wieder leicht durch Einblasen von Luft demontieren. Man muss nur darauf achten, dass das Fundament einen senkrechten und sicheren Stand für die Windenergieanlage bietet.



Abbildung 4.31 Bucket- Fundament [4.31]

#### **g) Schwimmendes Fundament**

Alle bisher besprochenen Fundamente sind nur bis zu Tiefen von 50 Metern einsetzbar. Da sich aber viele Windparkprojekte außerhalb dieser Meerestiefe befinden, muss das Konzept des schwimmenden Fundaments, siehe Abbildung 4.32, betrachtet werden. Dieser Typ befindet sich erst in der Erprobungsphase. Dabei wird die Offshore Windenergieanlage mit Seilen am Untergrund verankert. Erste Erfahrungen wurden bei Ölplattformen gesammelt. Bei Windenergieanlagen wirken aber viel größere Kräfte auf die schwimmenden Fundamente. An der Realisierung solcher Fundamente wird mit größtem Eifer geforscht, diese sollen in Tiefen von 25 bis 700 Metern besonders wirtschaftlich eingesetzt werden. Damit sind neue Bereiche für Offshore Windparks erschließbar. Ein weiterer Vorteil ist, dass man die Anlage komplett im Hafen montieren und schwimmend an den Standort transportieren kann. Dazu kommt, dass auch die Wartung und Reparaturen im Hafen ausgeführt werden können, wo die Infrastruktur für solche Vorhaben vorhanden ist. Dabei wird die Anlage einfach in den Hafen zurückgeschleppt und gewartet. Die Versuche ergaben, dass selbst bei 20 m Monsterwellen ausreichend Sicherheit gegeben ist, siehe Abbildung 4.33.





Abbildung 4.32 Prinzip eines schwimmenden Fundamentes [4.32]

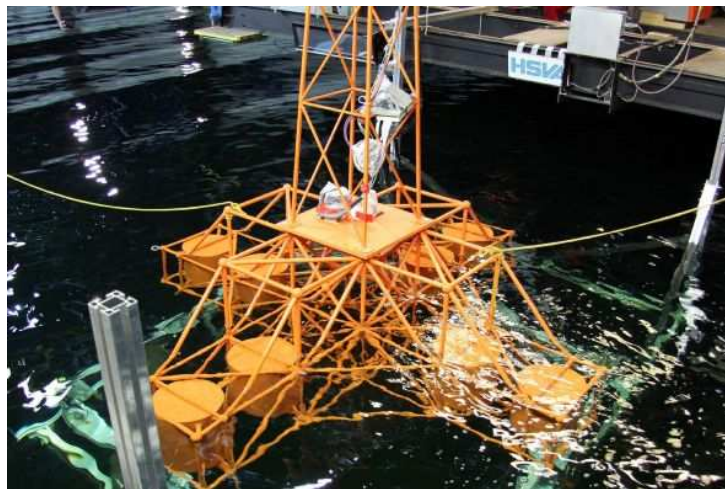


Abbildung 4.33 Versuchsanlage im Wellentest in der „Hamburgischen Schiffbau Versuchsanstalt“ [4.33]

Schon 2013 soll in der Ostsee ein Pilotprojekt errichtet und über drei Jahre erprobt werden. Die bisherigen Tests erfolgten mit einer 2 MW Anlage, daher wird parallel an einer Lösung für eine 5 bzw. 6 MW Anlage gearbeitet.

### 4.4.3 Projekt Alpha Ventus

Der Offshore Windpark Alpha Ventus ist der erste Windpark, den Deutschland errichtet hat. Damit sollen zwei unterschiedliche Windenergieanlagen und deren Fundamente getestet werden. Das Konzept sieht vor, zwölf Windenergieanlagen, je zwei Felder mit sechs gleichartigen Windenergieanlagen, zu einem Windpark zu verbinden und in einem Umspannwerk auf See auf 110 kV zu transformieren. Die Netzanbindung erfolgt über ein Seekabel und wird dann an Land ins Verbundnetz eingespeist. Die Anlage liegt ungefähr 45 km nördlich von Borkum. Siehe Abbildung 4.34.

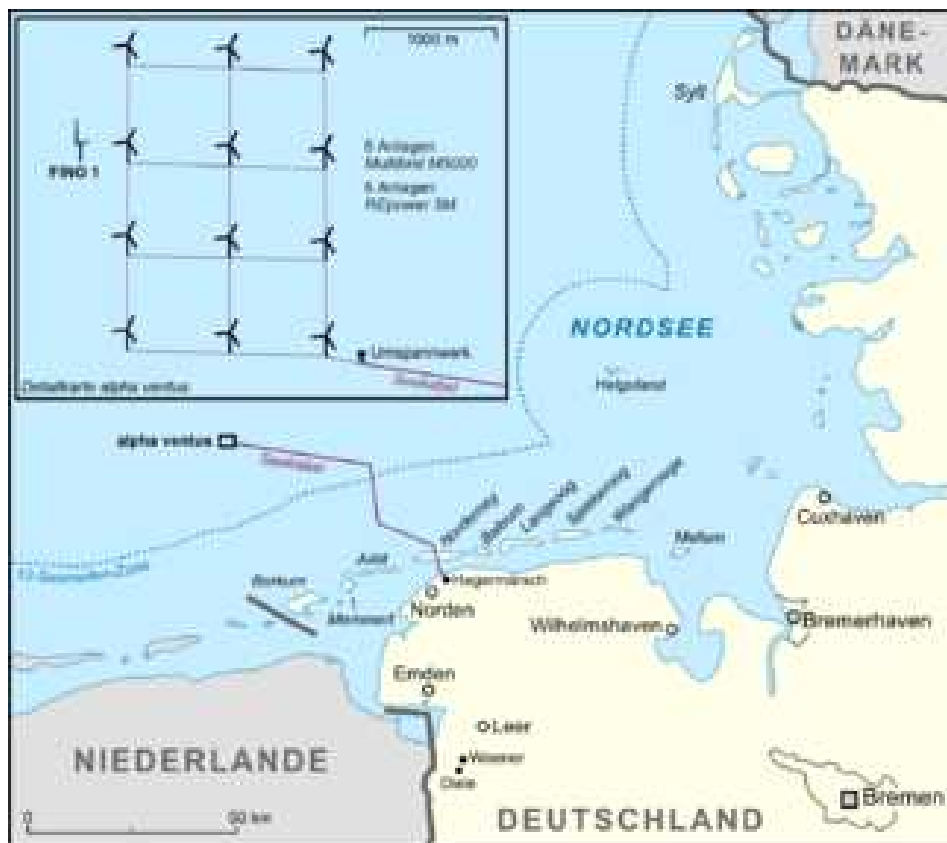


Abbildung 4.34 Lage von Alpha Ventus [4.34]

## a) Fundament

Da die meisten bisherigen Windparks in seichten Meeresabschnitten oder Küstengebieten gebaut wurden und dort oft Monopile oder Schwerkraftfundamente verwendet wurden, sind diese Fundamenttypen mit zunehmender Tiefe zu kostenintensiv.

Daher wurde im Testfeld Alpha Ventus auf Tripod-Fundamente für die Windenergieanlagen der Firma AREVA verwendet. Jedes Tripod ist 45 hoch und 700 Tonnen schwer. Das Tripod wurde mit Rammrohren fest im Untergrund verbunden.

Die anderen sechs Anlagen der Firma REpower wurden auf Jackets errichtet. Die Jackets haben eine Grundfläche mit 17x17 Metern und wiegen 320 Tonnen. Auch hier erfolgt die Verankerung durch vier Rammrohre, siehe Abbildung 4.35.

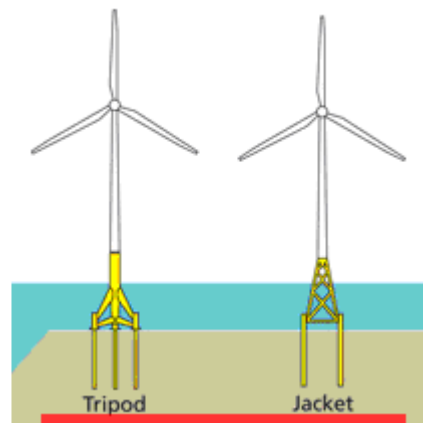


Abbildung 4.35 Verwendete Fundamente bei Alpha Ventus [4.35]

## b) Die Windenergieanlagen

Das Testfeld enthält je sechs Anlagen der Firma Areva Wind (M5000), siehe Abbildung 4.37, und sechs Anlagen der Firma REpower (5M), siehe Abbildung 4.36.

Beide Typen sind speziell für den Offshorebetrieb entwickelt. Damit Stillstände minimiert werden können, sind besonders wichtige Bauteile doppelt vorhanden. Dazu kommt ein spezielles Lüftungssystem, um die Technik vor der aggressiven salzhaltigen Luft zu schützen. Die Steuerung der Maschinen ist von Land aus möglich. Auf einem Stahlurm ist die 5M Windenergieanlage von REpower angebracht, die hat eine Nabenhöhe bis zur Wasseroberfläche von 92 Metern hat. Bei optimalen Windbedingungen kann sie bis zu 18 Millionen Kilowattstunden Strom erzeugen.

Das Innere ist dem der Anlagen an Land sehr ähnlich. Die langsamen Umdrehungen werden über ein Getriebe in höhere Drehzahl übersetzt und dann an einen Generator weitergegeben.



Abbildung 4.36 5M Anlage von REpower [4.36]

Etwas kleiner, aber genauso leistungsstark, ist die Anlage M5000. Auch sie steht auf einem Stahlturm, die Nabenhöhe beträgt 90 Meter. Die Anlage liefert maximal 15 Millionen Kilowattstunden Strom, jedoch ist sie kompakter und leichter, da sie ein kompaktes Getriebe und keinen Triebstrang hat.



Abbildung 4.37 M5000 Anlage von Areva Wind [4.37]

## 4.5 Netzanbindung von Windkraftanlagen

Ein wesentlicher Punkt in der Planung einer Windkraftanlage ist die Wirtschaftlichkeit der Netzanbindung. Es sind jene Kosten, die entstehen, um die Anlage an das Mittelspannungsnetz anzubinden, über die die gewonnene Energie abtransportiert werden soll. Es muss ein Antrag auf Netzzugang beim zuständigen Energieversorgungsunternehmen gestellt werden. Zusätzlich müssen Genehmigungen bei Grundstückseigentümern, über deren Grundstücke die Leitungen verlegt werden sollen, eingeholt werden.

Die technische Umsetzung der Netzanbindung von Offshore-Windparks hängt von der Größe des Windparks und dessen Entfernung zum Festland ab. Wie bei Onshore-Windparks werden die einzelnen Windanlagen mit einem Mittelspannungskabel miteinander verbunden und dann mit einem Seekabel mit dem Verbundnetz an Land verbunden. Das funktioniert wegen der Blindleistungskompensation aber nur für geringe Entfernungen zum Festland mit einem Drehstromseekabel.

Am Beginn der Erschließung des Offshore Bereiches war die Netzanbindung aufgrund der geringen Leistungen noch keine große Herausforderung. Man konnte einfache und kostengünstige Lösungen mit konventionellen Drehstromanbindungen an das küstennahe Verbundnetz herstellen.

Bei Entfernungen von mehr als 50 km stellt aber die Hochspannungs-Drehstromübertragung, die sogenannte HDÜ, schon ein großes Problem bei der Anbindung an das Verbundnetz dar. Bei Seekabeln wird wegen des geringen Abstandes der Adern zueinander bei gegebener Länge eine große kapazitive Last erzeugt. Die ständige Umpolung verursacht große Blindströme und damit verbunden Blindleistungen, was zu einer großen Erwärmung des Kabels und hohen Verlusten führt. Als Vorteil ist aber die Schwarzstartfähigkeit des HDÜ-Systems zu bemerken, damit ist die Fähigkeit gemeint, unabhängig vom abgeschalteten Zustand des Stromnetzes ausgehend hochzufahren.

Bei höheren Leistungen und größeren Entfernungen zur Küste ist daher eine HGÜ-Verbindung notwendig. Die Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom im Windpark und an Land, die Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom ist technisch aufwendig und daher kostenintensiver als Drehstromverbindungen.

Um die zu erwartenden großen Leistungen - bis 2030 sind an den deutschen Küsten rund 25 GW zu erwarten und langfristig bis zu 70 GW - bewältigen zu können, muss ein neues Übertragungsnetz auf Basis von HGÜ und/oder HDÜ umgesetzt werden. Die heute bestehenden 380 kV Hochspannungsnetze sind für diese Aufgaben nicht mehr aufnahmefähig.

### Beispiel der Netzanbindung des Alpha-Ventus Windparks

Eine Herausforderung ist es, die gewonnene Energie im Offshorebereich in das Netz am Festland einzuspeisen. Dafür sind eine Kabeltrasse, ein Umspannwerk und Seekabel notwendig.

Bei Alpha Ventus befindet sich das Umspannwerk direkt im Windpark und bildet das Herzstück des Testfeldes. Die Plattform besitzt eine Werkstatt, Notunterkünfte Hubschrauberdeck und eine Andockmöglichkeit für Schiffe.

Die erzeugte Energie aus den zwölf Windkraftanlagen wird in der Umspannstation zusammengeführt und auf 110 kV transformiert, siehe Abbildung 4.38.



Abbildung 4.38 Umspannwerk Alpha Ventus [4.38]

Von hier aus wird die Energie über ein 60 km langes Seekabel durch das Wattenmeer zum Umspannwerk Diele geführt. Dies führt durch ein hochsensibles Gebiet, dem Wattenmeer. Die Arbeiten wurden daher mit strengen Auflagen belegt, um die Eingriffe in die Natur zu minimieren.



## Kabeltrassenbau

Vom Windpark aus bis zur Insel Norderney entspricht das Installationsverfahren der üblichen Verfahrensweise. Dabei wird ein Teil des Kabels, einige Kilometer, auf ein motorloses Schiff umgeladen, siehe Abbildung 4.39, dann nimmt das Kabelschiff Kurs auf die Umspannplattform und spült mittels eines Spülschwerts das Kabel direkt in den Meeresboden. Das motorlose Schiff bewegt sich an Ankern geführt durch Seilzüge auf den Strand zu. Dieses Kabelstück wird mit einem sogenannten Vertical Injector in den Meeresboden gespült. An Land der Insel Norderney wird das Kabel dann durch ein Leerrohr unter Dünen hindurchgeführt.



Abbildung 4.39 Kabelverlegung mit dem Kabelschiff [4.39]

Auf der Insel erfolgte der Trassenbau in einem Füllbett aus Sand-Zement, siehe Abbildung 4.40, worin neun Kabelrohre für 9 Drehstrom- und 4 Gleichstromanbindungen unter vorhandenen Wegen und Straßen errichtet wurden. Die Sand-Zementmischung ist wasserdurchlässig und ermöglicht damit eine natürliche Kühlung der Trasse durch Grundwasser.



Abbildung 4.40 Kabelbauarbeiten auf der Insel [4.40]

Wegen der geographischen Gegebenheit war der Kabeltrassenbau eine besondere Herausforderung. Die Trasse geht nämlich von der Insel Norderney durch den an der deutschen Nordseeküste befindlichen „Nationalpark Wattenmeer“. Aus Umweltschutzgründen mussten minimal invasive Bauarbeiten durchgeführt werden, um das empfindliche Ökosystem des Wattenmeeres nicht allzu sehr zu schädigen. Die Bauarbeiten wurden auch von Umweltschützern begleitet. Die Schutzanlagen wie Deiche, Dünen und Marschland wurden mit „Horizontal Direct Drilling Bohrungen“ unterquert, Abbildung 4.41, durch die zukünftige Leitungen von neuen Windparks kostengünstig eingezogen werden können.

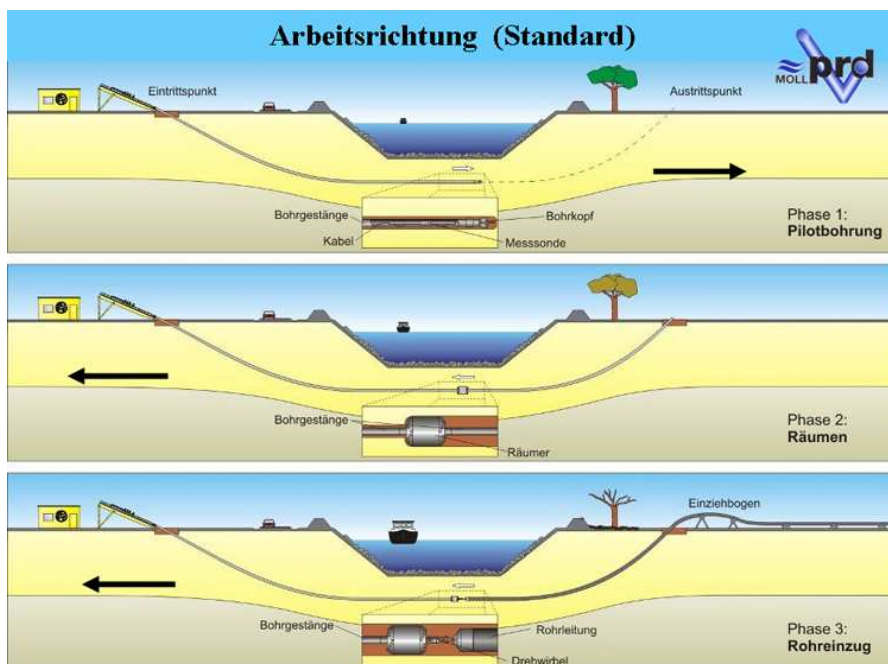


Abbildung 4.41 Prinzip einer hirozantal dircet drilling Bohrung [4.41]



Im Wattenmeer wurden alle Materialien von der Fahrinne auf Seilfähren geladen, die das Gerät dann zu den Arbeitsplattformen an den Bohraustrittsstellen brachten. Von einer Barge, einem motorlosen Schiff, wurden die Kabel, nachdem zuvor eine Rille gefräst wurde im Watt verlegt. Wegen der Gezeiten konnten nur zum Hochwasserzeitpunkt die Arbeiten durchgeführt werden, was immer wieder zu Verzögerungen führte, siehe Abbildung 4.42.

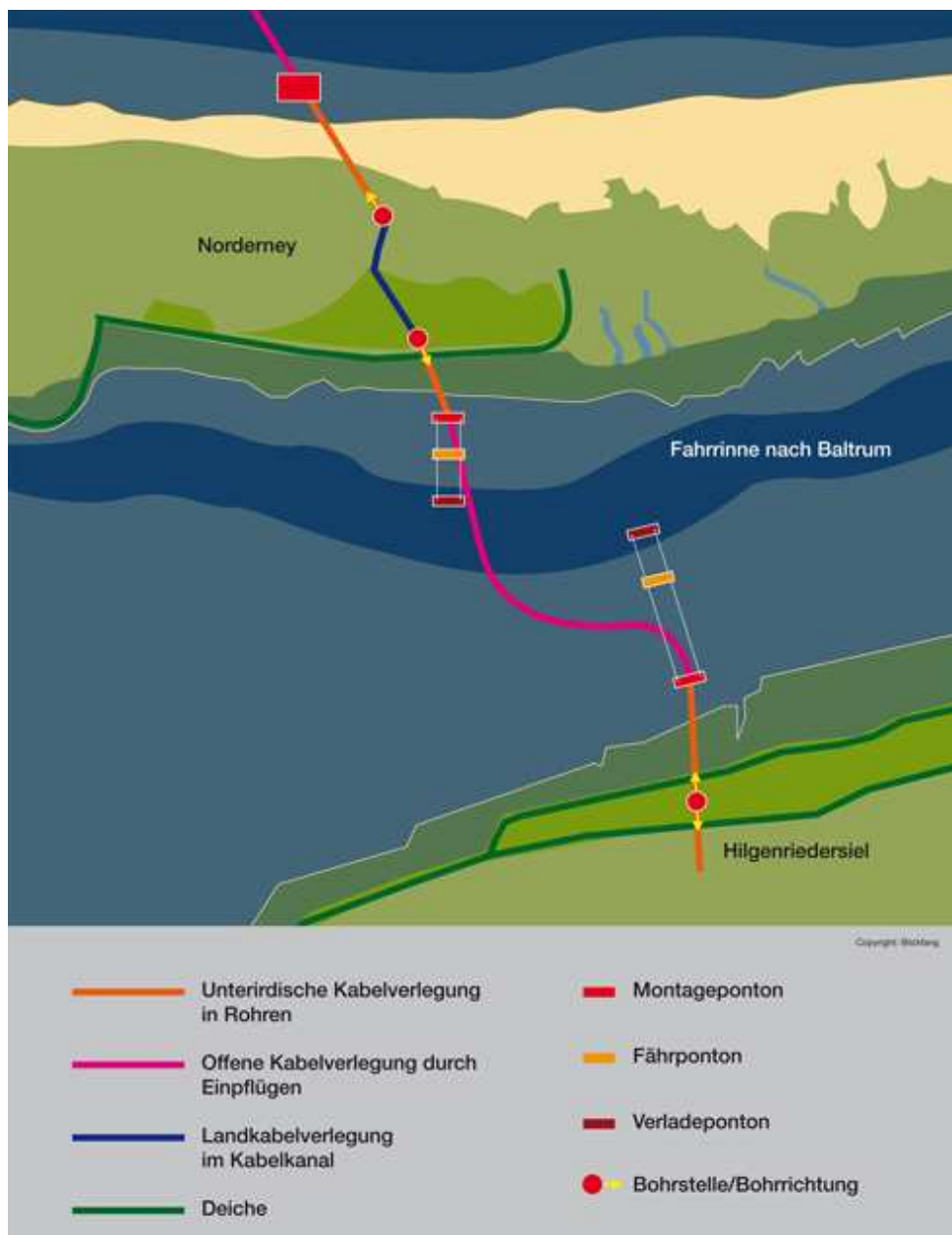


Abbildung 4.42 Trasse über Norderney Festland [4.42]

## 5. Wasserkraft

Die Nutzung der Wasserkraft ist abhängig von der Verdunstung des Wassers, hervorgerufen durch die Sonneneinstrahlung. Der dabei entstehende Kreislauf, Verdunstung und Regen, wird genutzt, um die kinetische Energie aus Fließgewässern in elektrische Energie umzuwandeln, oder durch Speicherung des Wassers und anschließender Umsetzung der potentiellen Energie. Abbildung 5.1 zeigt die globale Entwicklung der Wasserkraft.

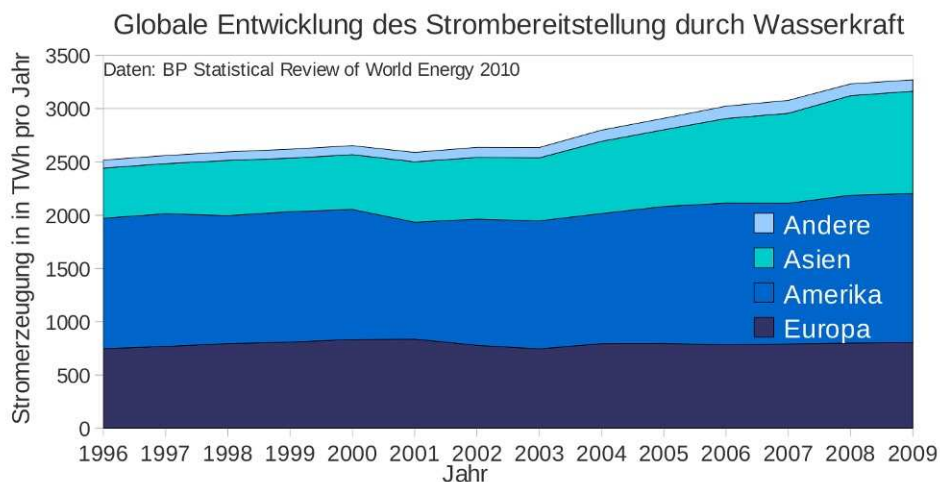


Abbildung 5.1 globale Entwicklung der Wasserkraft [5.1]

In Österreich ist sie die wichtigste regenerative Energieform. Die Energieausbeute hängt von geografischen, topologischen und den Niederschlagsmengen im betrachteten Gebiet ab. Literatur [5.7]

### 5.1 Prinzip

Literatur [5.1; 5.2; 5.3; 5.5]

In Laufkraftwerken, wie Abbildung 5.2 zeigt, wird das fließende Wasser in Staustufen aufgestaut und danach die potentielle Energie in mechanische und anschließend in elektrische Energie umgesetzt. Dies geschieht mittels Einsatz einer Turbine, die einen Generator antreibt. Flusskraftwerke nutzen dabei nicht große Fallhöhen, sondern große Durchflussmengen. Bei Speicherkraftwerken, wie Abbildung 5.3 zeigt, wird hingegen die hohe potentielle Energie aufgrund der Fallhöhe genutzt, um mit geringer Durchflussmenge Energie zu erzeugen.

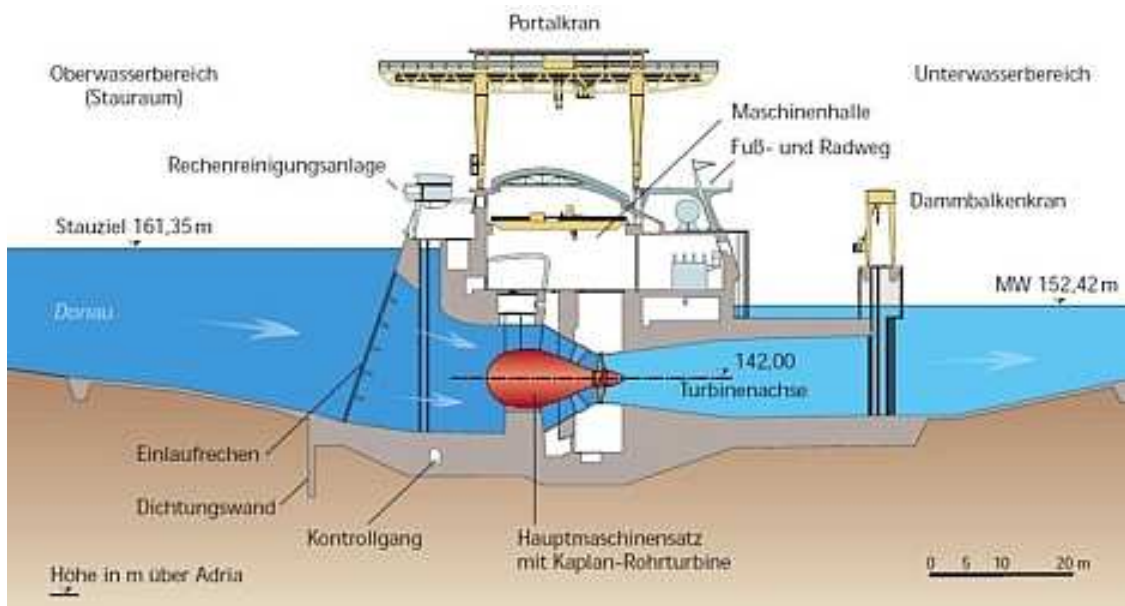


Abbildung 5.2 Schema des Flusskraftwerks in der Freudenau [5.2]

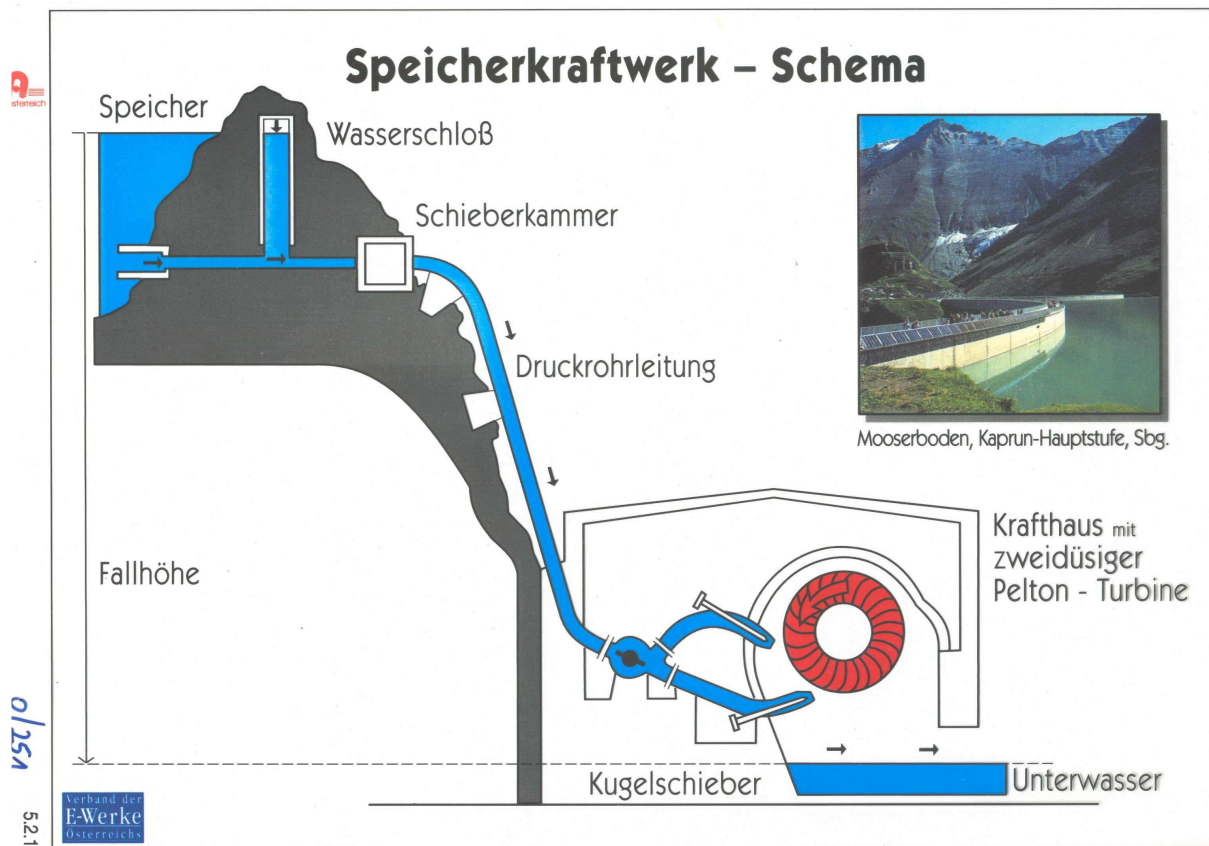


Abbildung 5.3 Schema eines Speicherkraftwerks in Kaprun [5.3]

Dabei kann man je nach Betrachtungsweise die Wasserkraftanlagen unterschiedlich einteilen.

.) nach der Fallhöhe unterscheidet man:

- . Niederdruckanlagen mit Fallhöhen  $< 15$  m
- . Mitteldruckanlagen mit Fallhöhen  $< 50$  m
- . Hochdruckanlagen mit Fallhöhen  $> 50$  m

.) oder nach der Leistung:

- . Kleinwasserkraftanlagen  $< 1$  MW
- . mittelgroße Wasserkraftanlagen  $< 100$  MW
- . Großwasserkraftanlagen  $> 100$  MW

Die Turbinentypen unterscheiden sich demnach ebenfalls aufgrund des Einsatzbereiches. Die heutigen Turbinenarten lassen sich in Überdruckturbinen, dazu gehören Kaplan- und Francis-Turbine, und Gleichdruckturbinen, die Pelton-Turbine, einteilen.

### 5.1.1 Überdruckturbinen

Bei diesem Typus wird neben der kinetischen Energie auch die potentielle Energie des Fließwassers ausgenutzt, indem auch der Druckunterschied zwischen Eintritt und Austritt verwendet wird.

#### a) Kaplanmaschine

Für kleine Fallhöhen  $< 50$  m wird die Kaplan-Turbine verwendet, siehe Abbildung 5.4. Der Österreicher Viktor Kaplan entwickelte aus der Francis-Turbine die nach ihm benannte Kaplan-Turbine. Die Besonderheit sind die verstellbaren Leitschaufeln, die den Wirkungsgrad wesentlich erhöht haben. Damit ist diese Turbine besonders für Laufkraftwerke geeignet. Die verstellbaren Leitschaufeln sorgen dafür, dass das Wasser in einem optimalen Winkel auf die Laufradflügel treffen. Eine Sonderform der Kaplan-Turbine ist die Rohrturbine, bei der Turbine und Generator sich in einem wasserführenden Rohr befinden. Eine Weiterentwicklung der Rohrturbine ist die Straflo-Turbine (straight flow). Bei diesem Turbinentyp bilden der Rotor der Turbine und der Rotor des Generators eine Einheit. Die Straflo-Turbine hat keine eigene Welle, stattdessen tragen die Turbinenschaufeln einen umlaufenden Ring, in dem die Erregerwicklung integriert ist.

Der Stator ist im Turbinengehäuse integriert. Auch bei Teillastbetrieb wird der maximale Wirkungsgrad erreicht.

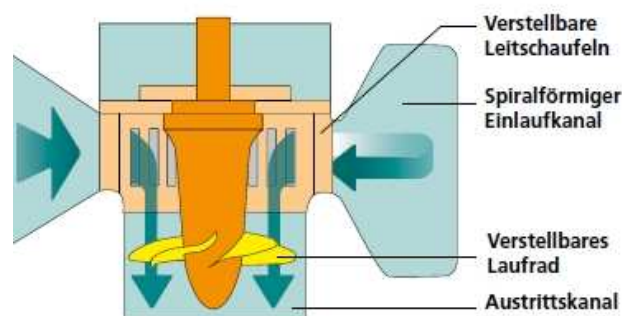


Abbildung 5.4 Schema einer Kaplan-Turbine [5.4]

## b) Francis-Turbine

Die Francis-Turbine, siehe Abbildung 5.5, wird für Fallhöhen von 50 bis max. 600 m verwendet. Der Wassereinlauf hat die Form eines Schneckenhauses. Im Gegensatz zur Kaplan-Turbine wird das Wasser über ein feststehendes Leitrad mit verstellbaren Schaufeln auf die gegenläufig gekrümmten Schaufeln des Laufrades gelenkt. Sie ist heute die am weitesten verbreitete Turbinenart. Die größten Laufräder für eine Leistung von 700MW haben ein Gewicht von bis zu 150 Tonnen. Da die Francis-Turbine auch als Pumpe arbeiten kann wird sie gerne auch in Pumpspeicherkraftwerken eingesetzt. Da das Teillastverhalten ungünstiger ist, fällt der Wirkungsgrad bei sinkender Nennleistung stark ab.

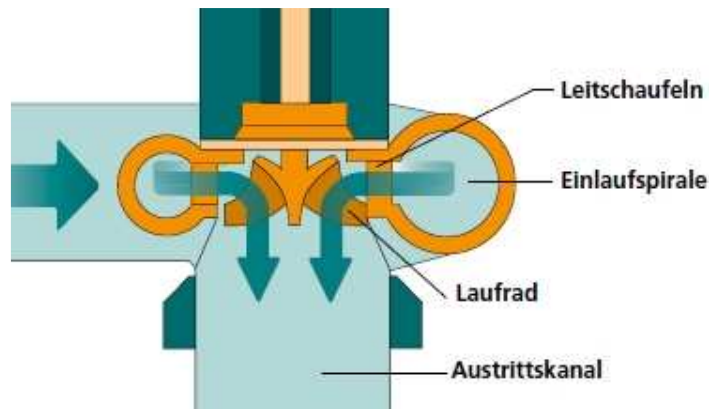


Abbildung 5.5 Schema einer Francisturbine [5.5]

## 5.1.2 Gleichdruckturbinen

### Pelton-Turbine

Die Pelton- oder auch Freistrahlturbine, siehe Abbildung 5.6 links, wird bei großen Fallhöhen über 200 m eingesetzt. Tangential trifft das Wasser auf die Schaufeln der Turbine, wobei die Turbinenleistung mit Düsen, Abbildung 5.6 rechts, gesteuert werden kann. Schon bei rund 30% der Nennleistung wird die maximale spezifische Wirkleistung erreicht, was ein sehr gutes Teillastverhalten darstellt. Die Pelton-Turbine wird vor allem in Speicherkraftwerken eingesetzt. Ein großes Problem ist die Kavitation, da sich durch die hohen Geschwindigkeiten sehr schnell Materialablösungen bilden können.



Abbildung 5.6 Schema einer Pelton-Turbine und eines Laufrades mit Düsen [5.6]



Die Leistung P einer Wasserturbine berechnet sich aus:

$$P = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot V \cdot h$$

Mit: P.....Leistung in Watt  
 $\eta$  ....Wirkungsgrad der Turbine  
 $\rho$  ....Wasserdichte  
V.....Durchflussvolumen  
h.....Fallhöhe

## 5.2 Laufwasserkraftwerke

[Literatur: 5.2; 5.4]

Laufwasserkraftwerke, wie Beispiel Freudenu siehe Abbildung 5.7, arbeiten mit geringen Fallhöhen, daher werden als Turbinen Kaplan- oder Francis-Turbinen eingesetzt. Sie werden im Dauerbetrieb verwendet und als Grundlastkraftwerke bezeichnet.

Die Effizienz hängt von mehreren Faktoren ab. So sollte ein konstanter Wasserpegel eine gute Effizienz der Turbine garantieren. Baulich bedingt erhöht ein Staubereich die Ausbeute an Energie und der Wirkungsgrad steigt durch Einsatz eines Diffusors. Neubauten sind nur mehr sehr schwer realisierbar, daher liegt das Hauptaugenmerk darauf, die bestehenden Anlagen zu modernisieren.



Abbildung 5.7 Flusskraftwerk Freudenu [5.7]

### 5.3 Pumpspeicherkraftwerke

Speicherkraftwerke haben einen natürlichen Zufluss und besitzen ein Ober- und ein Unterbecken, siehe Abbildung 5.8. Als Turbinen können Francis- oder Pelton-Turbinen zum Einsatz kommen.

Um große Druckstöße, verursacht durch das Schließen der Armaturen, in den Rohrleitungen zu verhindern, besitzen Speicherkraftwerke ein Wasserschloss. Sie dienen als Spitzenlast-Kraftwerke und können sehr rasch ans Netz geschaltet werden. Werden sie noch mit einer Pumpfunktion ausgestattet, so können sie überschüssige Energie aus dem Netz aufnehmen. Dabei wird im Generatorbetrieb das eingesetzte Wasser nach den Turbinen im Unterbecken aufgefangen und bei fallendem Strombedarf im Pumpbetrieb wieder in das obere Staubecken zurück gepumpt. Wegen der Komplexität der Anlage, der Generator muss auch als Motor betrieben werden können, und des mehrfachen Wassertransports liegt der Wirkungsgrad bei ca. 70%. Das Pumpspeicherkraftwerk ist der effektivste Energiespeicher für elektrische Energie.

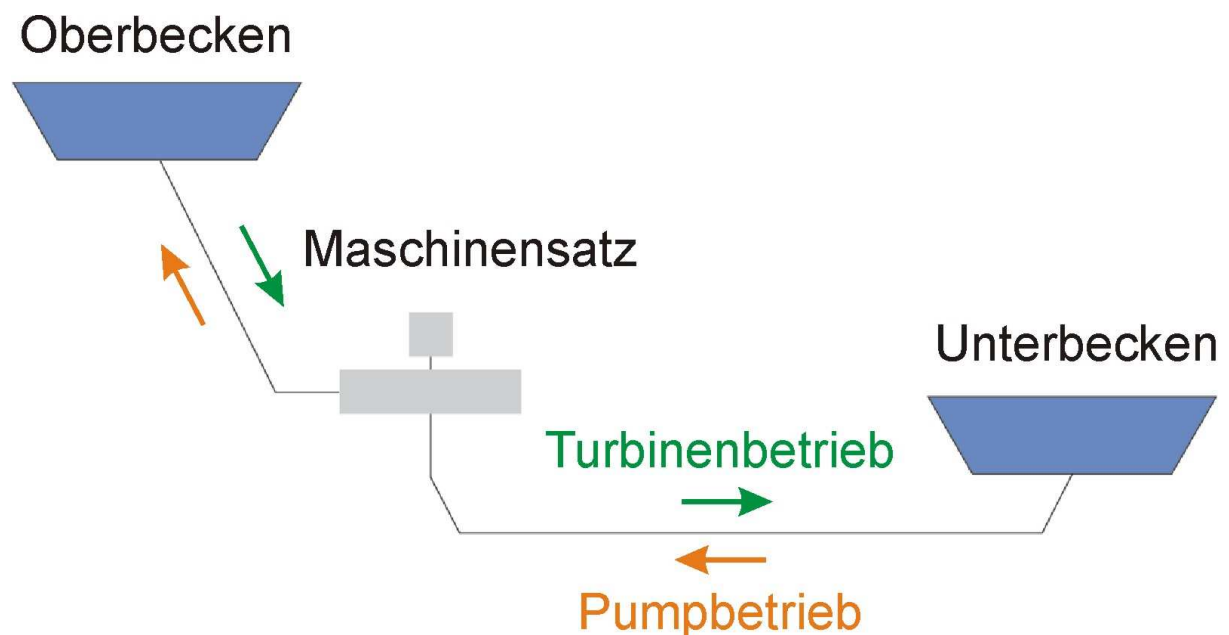


Abbildung 5.8 Schema von Pumpspeicherkraftwerken [5.8]

In der Abbildung 5.9 befindet sich ein Überblick über die in Österreich in Bau oder in Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerke, Stand Juni 2011. In dieser Abbildung fehlt aber das gerade in Planung befindliche größte Pumpspeicherkraftwerk Österreichs. Es soll auf der steirischen Seite der Koralpe errichtet werden und rund 1000 MW liefern können.



Abbildung 5.9 Pumpspeicherkraftwerke in Österreich [5.9]

## Kennzahlen von Pumpspeichern

Einsatzgebiet	Spitzenlast, Schwarzstart, Minutenreserve
Wirkungsgrad*	65 – 85 %
Leistung	2,3 MW - 1.060 MW (in Deutschland)
Stromspeicherkapazität*	Einzelanlage: bis 8.480 MWh insgesamt bis 40 GWh (im deutschen Stromnetz)
Energiedichte*	0,35 – 1,12 kWh/m <sup>3</sup>
Entladezeit*	4 - 10 Stunden
Selbstentladerate*	0 - 0,5 % pro Tag
Zyklenzahl*	unbegrenzt
Spezifische Investitionskosten	100 - 500 Euro je kWh Output
Marktstadium	marktreif
Entwicklungspotenzial	unterirdische Pumpspeicher; Modernisierungen möglich; begrenzte Standorte
Stromgestehungskosten	10,3 ct/kWh (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, 80 % Wirkungsgrad)

Tabelle 1: Kennzahlen von Pumpspeichern [1]



## 5.4 Netzanbindung von Wasserkraft

Die Netzanbindung von Laufkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken erfolgt wie bei Windkraftanlagen. Zuerst wird die Spannung in Transformatorstationen auf 110 kV oder 220 kV transformiert und dann in das Netz der jeweiligen Region eingeleitet. Die Energie kann nochmals auf 380 kV transformiert und dann in das überregionale Höchstspannungs-Transportnetz (in Österreich ist das das 220 kV und 380 kV Ringnetz, siehe Abbildung 5.10) eingespeist werden, oder zu den Verbrauchern in die Ballungszentren geleitet werden. Für Österreich ist dabei die Fertigstellung des 380 kV Rings von besonderer Bedeutung. Ohne den Vollausbau dieses Ringes ist die Versorgungssicherheit in Österreich nicht zu gewährleisten und die Anfälligkeit für Blackouts sehr groß. Die Ringform ist eine österreichische Besonderheit, da die größten Verbraucher und auch die Erzeuger entlang dieses Ringes verteilt sind. Dieser Vorteil erspart viele Kilometer an Trassen und Leitungslängen, wie sie in Nachbarländern, in einem vermaschten Netz nötig sind. Erst bei vollständiger Schließung des 380 kV Ringes ist die Ausfallsicherheit durch die Möglichkeit gewährleistet, jeden Punkt von zwei Seiten zu versorgen.

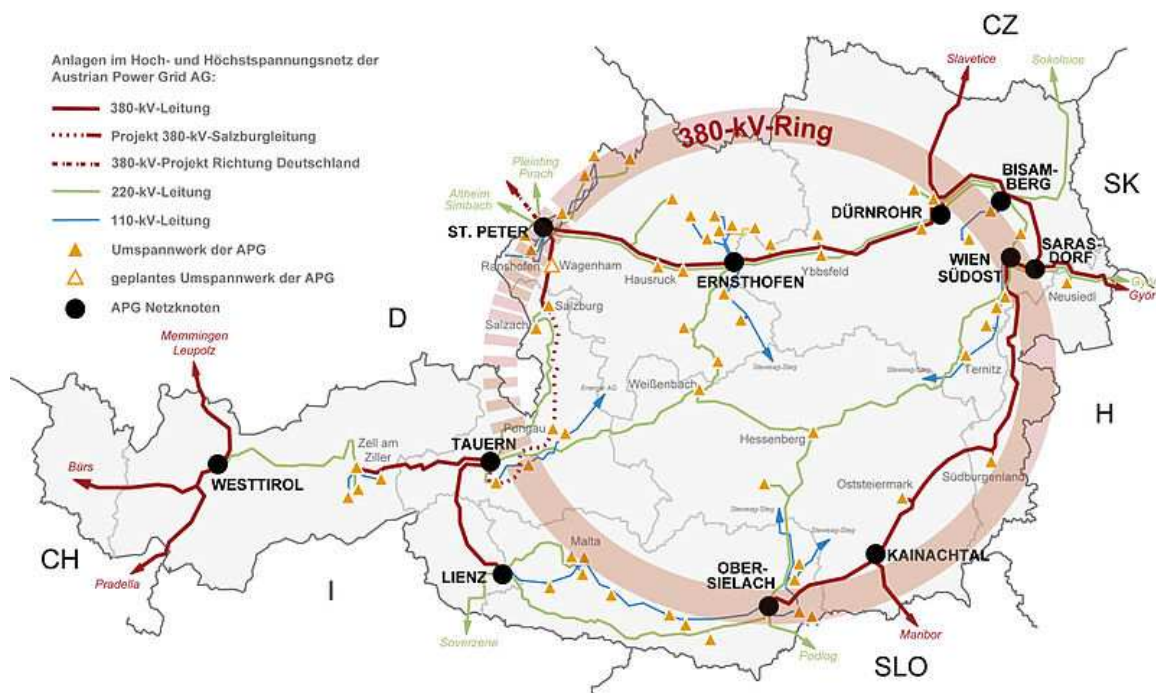


Abbildung 5.10 380 kV Ringnetz [5.10]

Bei dem Vorhaben, die norwegischen Fjorde als Pumpspeicher für den Überschuss an Windenergie der Nord- und Ostsee zu nutzen, ist aber wiederum eine Höchstspannungs-Anbindung erforderlich, siehe Abbildung 5.11. Es besteht die Idee, die Überproduktion über HGÜ-Seekabel nach Norwegen zu leiten und in Pumpspeicherkraftwerken zwischenzuspeichern. Im Bedarfsfall, wenn Spitzenstrom gefragt ist oder wenn Flaute herrscht, könnte dann die Energie wieder in das Verbundnetz eingespeist werden. Dafür bedarf es aber einer Direktverbindung der Offshore-Windparks mit dem norwegischen Verbundnetz.

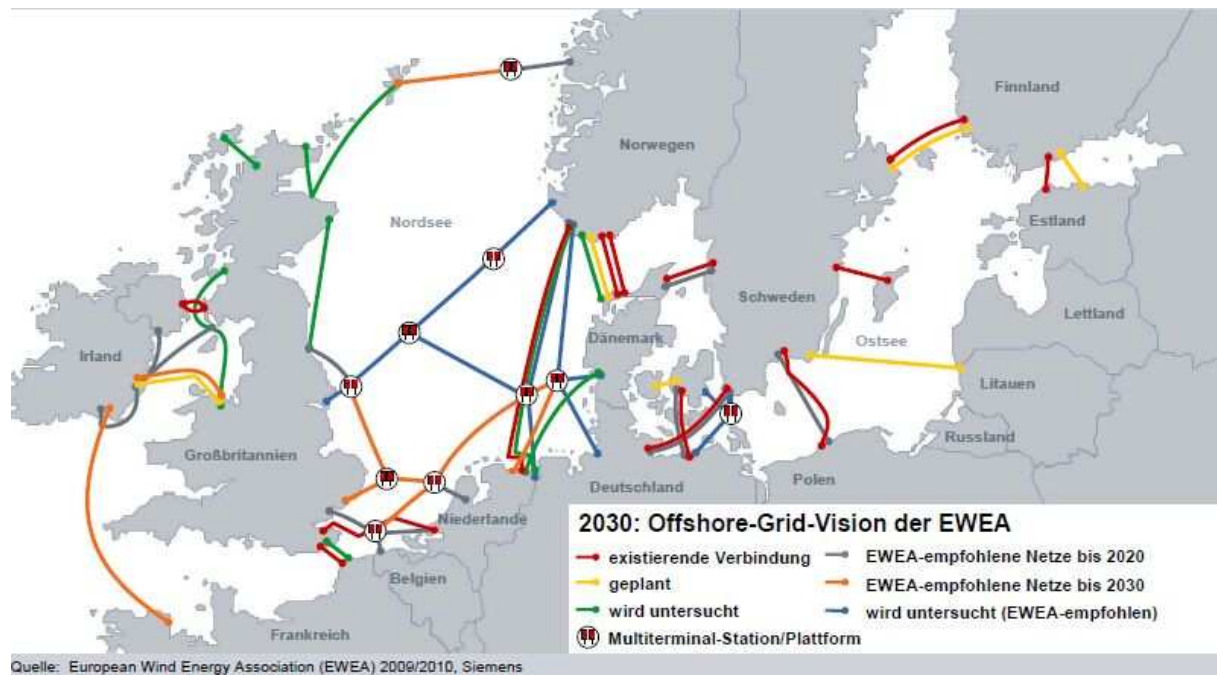


Abbildung 5.11 Mögliches HGÜ Netz in Nordeuropa [5.11]

## 6. Speicherung von regenerativer Energie

Die Speicherung von regenerativer Energie wird immer mehr zu einem der bedeutendsten Punkte, um Versorgungssicherheit herzustellen. Dabei unterscheidet man die Speicherung von elektrischer Leistung in elektrische, thermische, mechanische und elektrochemische Speicher. Alleine durch die Erweiterung von solarthermischen Kraftwerken durch thermische Speicher werden diese Kraftwerke grundlasttauglich.

Einteilen kann man die Speicherung von elektrischer Energie in:

6.1 elektrisch	6.2 Thermische Solarspeicher	6.3 mechanisch	6.4 elektrochemisch
Spulen	Thermische Speicher	Druckluftspeiche	Blei-Säure Akkumulatoren
Kondensatoren		Pumpspeicher	Lithium Ionen Akkumulatoren
		Schwungrad	Redox-Flow-Batterien
			Wasserstoffspeicher
			Synthetisches Methan

Tabelle 2: Einteilung der Speicher nach ihrer Art der Speicherung [2]

### 6.1 Elektrische Speicherung

Literatur [6.1; 6.2; 6.5]

#### 6.1.1 Supraleitende Spulen

Die Energie wird im elektrodynamischen Feld gespeichert. Zur längeren Speicherung von Energie muss der Leitungswiderstand gegen Null gehen, was in supraleitenden Spulen gewährleistet ist. Unterhalb einer bestimmten Temperatur leiten diese Spulen den Strom widerstandslos. Der große Nachteil ist die Kühlung, da dafür eine erhebliche Menge an Energie eingesetzt werden muss. Verwendet werden können sie als Hochleistungsspeicher, die in kurzer Zeit hohe Leistungen und Ströme freisetzen können oder als Kurzschlussstromquelle, um im Fehlerfall Netzsicherungen auszulösen. Abbildung 6.1 zeigt eine supraleitende Spule.



Abbildung 6.1 Supraleitende Spule [6.1]

Kennzahlen supraleitender Spulen:

Einsatzgebiet	Kurzzeitspeicherung, Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wirkungsgrad	90 - 95 %
Leistung	10 kW - 100 MW
Kapazität	unter 1 bis 30 kWh; 1 bis 5 GWh theoretisch diskutiert
Energiedichte	ca. 10 kWh/m <sup>3</sup>
Entladezeit	Sekunden bis Minuten
Selbstentladerate	10 - 12 % pro Tag
Zyklenzahl	1.000.000
Spezifische Investitionskosten	30.000 - 200.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	teilweise etablierte Marktsegmente, Prototypen
Entwicklungspotenzial	Erforschung neuer supraleitender Materialien mit besserem Temperaturverhalten

Tabelle 3: Kennzahlen Supraleitender Spulen [3]

### 6.1.2 Kondensatoren

Vor allem elektrochemische Doppelschichtkondensatoren, auch Supercaps genannt, Schema der Speicherung, siehe Abbildung 6.2, haben eine fast unbegrenzte Zyklenfestigkeit und besitzen im Gegensatz zu herkömmlichen Kondensatoren eine sehr hohe Kapazität von bis zu 5 kF, resultierend aus einer sehr großen Oberfläche. Die Speicherung erfolgt ohne elektrochemischen Reaktionsschritt. Wegen des geringen Innenwiderstands sind kurze Lade- und Entladezyklen möglich. Der Einsatz liegt vor allem in der Elektromobilität.

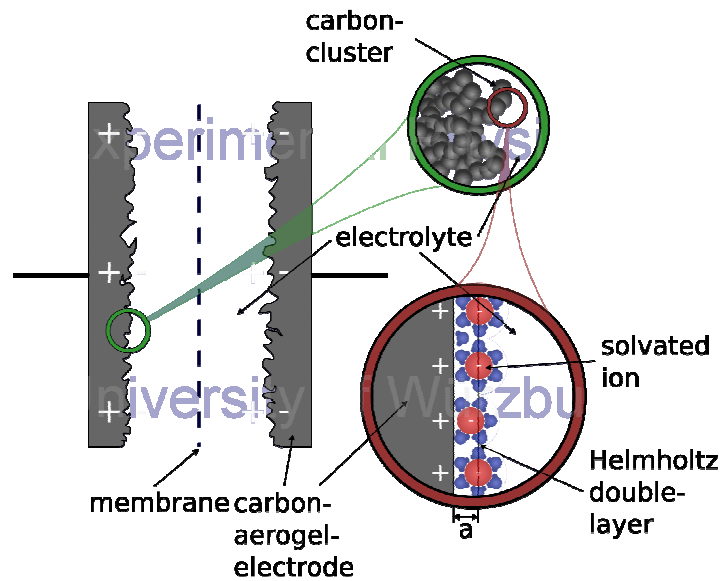


Abbildung 6.2 Schema eines Supercaps [6.2]

Einsatzgebiet	Kurzzeitspeicherung, Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wirkungsgrad	90 - 95 %
Leistung	unter 150 kW
Stromspeicherkapazität	bis zu 52 kWh
Energiedichte	bis 10 kWh/m <sup>3</sup>
Entladezeit	meist nur wenige Sekunden
Selbstentladerate	0,1 - 0,4 % pro Stunde
Zyklenzahl	über 1.000.000
Spezifische Investitionskosten	10.000 - 20.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	teilweise Serienproduktion
Entwicklungspotenzial	Entwicklung konzentriert sich derzeit auf SuperCaps mit Energiedichten über 20 kWh/m <sup>3</sup>

Tabelle 4: Kennzahlen Supercaps [4]

## 6.2 Thermische Speicher für Solarthermische Anwendungen

Literatur [6.3; 6.4; 6.5]

Eine große Herausforderung an die Speichertechnologie ist das breite Anforderungsprofil. Man hat einen Temperaturbereich von 100 – 1000°C und verschiedenste Wärmeträgermaterialien, wie Wasser, Salz, Luft. Die Speicherzeiten gehen von Stunden bis Monaten und die Leistungen von kWh bis GWh. Daher kann man nicht einen Speichertyp für alle Anwendungsbereiche verwenden. Man unterscheidet zwischen Sensiblen und Latent-Wärmespeichern. Sensible Wärmespeicher verwenden Flüssigsalz, Wasser, Thermoöl, um



die Wärme in Tanks zwischenspeichern und sie im Bedarfsfall wieder entnehmen zu können.

Latentwärmespeicher oder auch Phasenwechselspeicher nutzen die Änderung des Aggregatzustandes des Speichermediums, um die solare Energie zu speichern.

Man unterscheidet grundsätzlich bei thermischen Speichern für solarthermische Kraftwerke zwischen direkten und indirekten Zweistoff-Speichersystemen:

### 6.2.1 Sensible Flüssigsalzspeicher

Als Trägermedium für den Wärmetransport wird in solarthermischen Kraftwerken oft Thermoölgemisch verwendet. Das muss aber unter Druck gehalten werden, damit das Gemisch nicht verdampft, und unterliegt einer Alterung. Salz dagegen ist günstig, nicht brennbar und die Anlage kann drucklos betrieben werden.

Das Salz kann auf über 500°C erhitzt werden, was den Wirkungsgrad der Anlage deutlich erhöht. Die Schwachstelle von Salz liegt aber auch in der Temperatur, denn fällt diese unter 220°C, erstarrt das Salz und kann die Anlagenteile beschädigen. Daher muss es immer bewegt und notfalls auch erhitzt werden, wenn die Anlage nicht in Betrieb ist. Bei Turmkraftwerken ist das nicht so problematisch, da das Trägermedium nur kurze Wege vom Turm zum Dampfkraftwerk hat. Bei Parabolrinnenkraftwerken befindet sich das Wärmemedium aber in den Absorberrohren im Parabolspiegelfeld, das lange Wege verursacht. Wenn dort die Temperatur des Flüssigsalzes unter 220°C fällt, kann enormer Schaden entstehen. Es ist also von großem Vorteil, wenn die Erstarrungstemperatur von Flüssigsalz herabgesetzt werden könnte.

Dabei unterscheidet man wieder zwischen direkten und indirekten Zweitank-Flüssigsalz-Speichersystemen. Siehe Abbildungen 6.3 und 6.4.

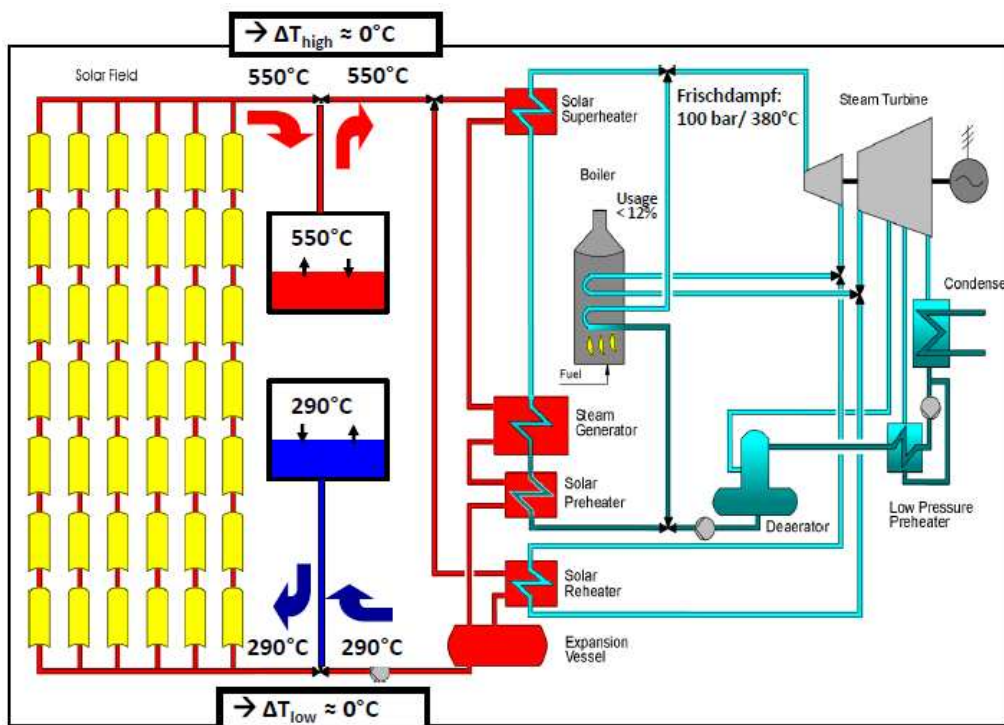


Abbildung 6.3 Direkter Zwei-Tank Flüssig-Salz Speicher für Parabolrinnen-Kraftwerk [6.3]

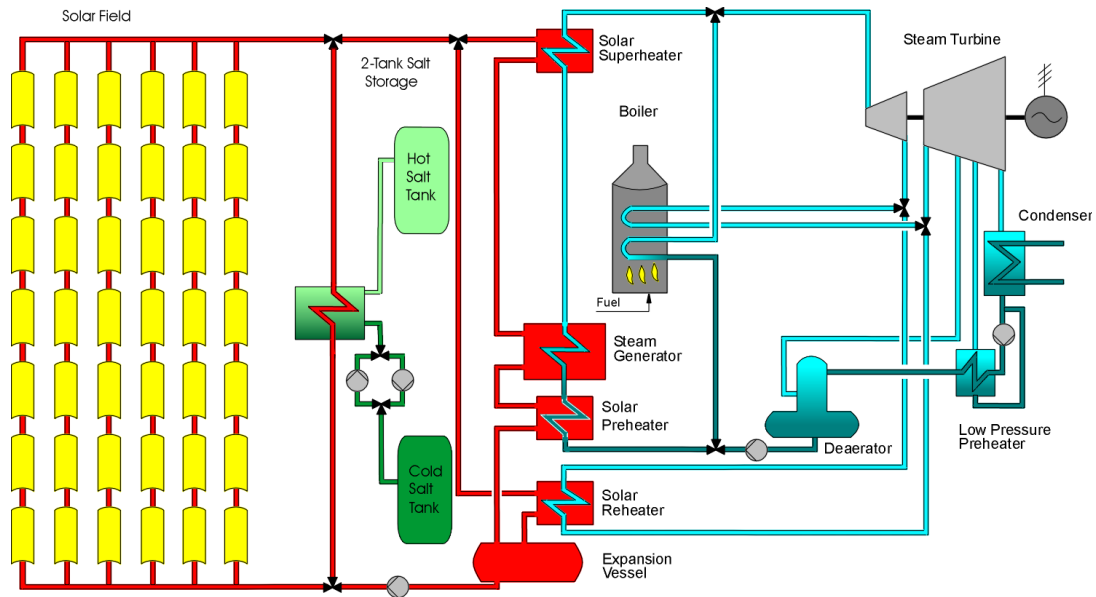


Abbildung 6.4 Indirekter Zwei-Tank Flüssig-Salz Speicher für Parabolrinnen-Kraftwerk [6.4]

## 6.2.2 Sensible Feststoffspeicher

Feststoffspeicher, siehe Abbildung 6.5, haben einen Temperaturbereich von 100 – 600°C. Es stellt einen kostengünstigen Speicher für kommerzielle solarthermische Kraftwerke dar. Im Gegensatz zu Flüssigsalzspeichern, bei denen man ja dafür Sorge tragen muss, dass die Temperatur nicht unter die Erstarrungstemperatur von 230°C fallen darf, stellt die Temperatur bei Feststoffspeichern kein Risiko dar. Daher muss auch keine Heizung des Speichermediums während der Stillstand- oder Wartungszeiten berücksichtigt werden. Zudem liegen die Investitionskosten deutlich unter denen von Flüssigsalzspeichern. Speziell Beton als Wärmespeichermaterial ist eine besonders kostengünstige Variante, da die verwendeten Komponenten in der Regel leicht verfügbar und preiswert zu erhalten sind. Durch spezielle Zusätze erzielt man das geforderte Verhalten des Speichermediums auch über viele Zyklen, wobei die Festigkeit des Betonblocks von entscheidender Bedeutung ist.



Abbildung 6.5 links Beton Feststoffspeicher in Almeria, rechts Restmodul am Gelände der UNI Stuttgart [6.5]



### 6.2.3 Latentwärmespeicher

Dabei wird der Phasenwechsel des Speichermediums durch Energieänderung ausgenutzt. Der Phasenwechsel erfolgt näherungsweise isotherm. Sie eignen sich vor allem in Einsatzbereichen, bei denen konstante Temperaturen gefordert sind. Als Speichermaterialien werden Salzsysteme mit unterschiedlichen Schmelzpunkten, unter anderem Nitratre und Nitritsalze eingesetzt. Voraussetzung ist aber eine ausreichende Leistungsdichte während der Be- bzw. Entladung. Da aber Salze eine niedrige Wärmeleitfähigkeit besitzen, müssen noch Speicherkonzepte mit integrierter Wärmeleitstruktur entwickelt werden.

## 6.3 Mechanische Speicher

Literatur [6.2; 6.5]

### 6.3.1 Druckluftspeicherung für Windenergieanlagen

Um überschüssige Windenergie aus Windparks zu nützen, kann man Druckluftspeicher verwenden. Dazu können Salzstöcke, wie sie im Norden Deutschlands vorhanden sind, genutzt werden. Die Luftmassen können auf bis zu 100 bar verdichtet und dann in unterirdische Kavernen gepresst werden.

Im Kraftwerksbetrieb treibt diese Druckluft dann eine konventionelle Gasturbine an und ersetzt damit den Verdichter, der hauptverantwortlich für die Leistungsverluste ist. Für solche konventionellen Kraftwerke soll künftig die adiabaten Druckluftspeicher, betrieben aus erneuerbarer Energie, statt einer Verdichterstufe eingesetzt werden. Adiabate Druckluftspeicher haben Wirkungsgrade bis 70% und können zwischen 40 und 60% des fossilen Brennstoffeinsatzes vermeiden.

Diese Technologie ermöglicht, dass in Niedriglastzeiten Energie gespeichert werden kann, die dann zu Spitzenlastzeiten zur Verfügung steht. Man erspart sich dabei auch Reservekraftwerk-Ressourcen.

Es wird zurzeit an Druckluftspeichern geforscht, die ohne Gasturbine und zusätzlichem fossilen Brennstoff auskommen. Dabei soll nicht nur die Druckluft, sondern auch die bei der Verdichtung anfallende Wärmeenergie genutzt werden. Die Idee ist, diese Wärme - bis zu 700°C - in Wärmespeichern, wie sie zuvor angeführt besprochen wurden, zu speichern und später beim Ausströmen zur Expansionsturbine wieder zuzuführen. Dadurch könnte man einen Wirkungsgrad von bis zu 70% erreichen, was ungefähr im Bereich von Pumpspeicherkraftwerken liegt.

In unmittelbarer Nähe zu den deutschen Offshore Windparks sind ebenfalls genügend große Speichermöglichkeiten vorhanden und würden sich somit bestens für diese Speicherform eignen.

Die Geologie ist bei Pumpspeicherkraftwerken der Faktor, der die Speichermöglichkeiten begrenzt, für Druckluftspeicher sind genügend Salzstöcke vorhanden, siehe Abbildung 6.6.

**Funktionsschema:**

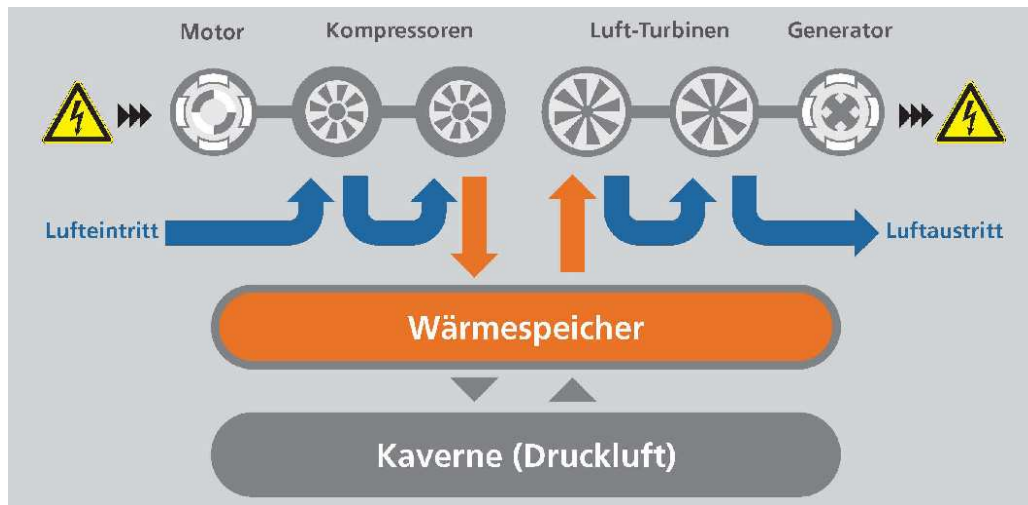


Abbildung 6.6 Funktionsschema eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks: Links ist der zum Laden, rechts der zum Entladen vorgesehene Teil [6.6]

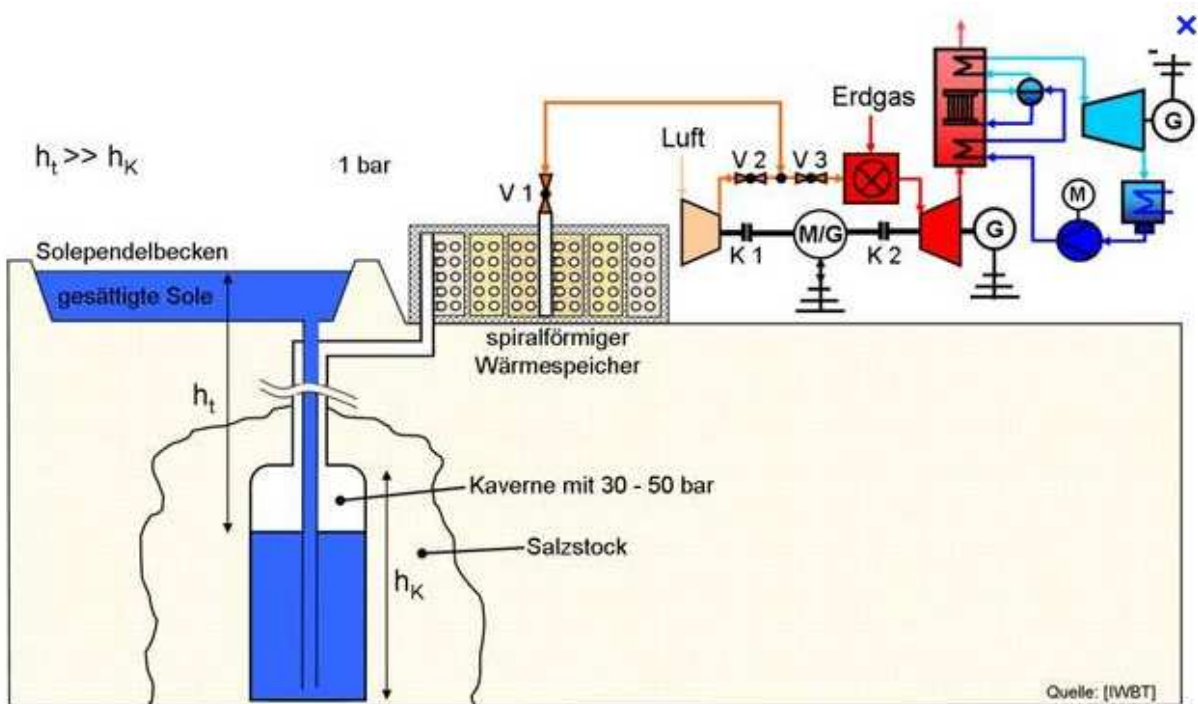


Abbildung 6.7 Isobares GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher [6.7]

Kennzahlen Druckluftspeicher:

Einsatzgebiet	Spitzenlast, Schwarzstart, Minutenreserve
Wirkungsgrad	CAES: 40 - 55 %; AA-CAES: 62 - 70 %
Leistung	CAES: 110 MW (McIntosh) bis 290 MW (Huntorf); AA-CAES: geplant bis in den GW-Bereich
Stromspeicherkapazität	580 MWh (Huntorf); 2.860 MWh (McIntosh)
Energiedichte	0,5 – 0,8 kWh/m <sup>3</sup> (bei 60 bar, druckabhängig)
Entladezeit	2 – 24 Stunden
Selbstentladerate	0 – 10 % pro Tag
Zyklenzahl	unbegrenzt
Spezifische Investitionskosten	40 – 100 Euro je kWh Output
Marktstadium	CAES: marktreif; AA-CAES: Forschung
Entwicklungspotenzial	Forschung und Entwicklung der AA-CAES-Technologie; Optimierung des Wirkungsgrades; Anlagen >1.000 MW
Stromgestehungskosten	CAES: 12,9 ct/kWh (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, 53 % Wirkungsgrad) AA-CAES: 15,4 ct/kWh (2020) (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 4 ct/kWh Preis für Ladestrom, 70 % Wirkungsgrad)

Tabelle 5: Kennzahlen Druckluftspeicher [5]

### 6.3.2 Pumpspeicherkraftwerke

Das einfache Prinzip, dass man die elektrische Energie in potentielle Energie umsetzt, wird in Pumpspeicherkraftwerken umgesetzt. Weltweit ist das die effizienteste Speicherart. Dabei wird in Zeiten des Stromüberschusses die zu viel vorhandene Energie aus dem Netz entnommen und in potentielle Energie umgewandelt. Mittels Pumpen wird Wasser aus einem tiefer liegenden Becken in ein höher liegendes Becken gepumpt, siehe Abbildung 6.8, und dort zwischengespeichert, bis wieder Energie im Versorgungsnetz benötigt wird. Spulen und Schwungradspeicher sind nur für kurzzeitige Speicherung geeignet. Im Gegensatz dazu ist das Pumpspeicherkraftwerk ein Langzeitspeicher. Der Wirkungsgrad liegt zwischen 65% und 85% und ist somit geringer als bei anderen Wasserkraftwerken, da zusätzlich Verluste durch das Hochpumpen von Wasser anfallen. Die Anlaufzeit liegt zwischen 1 min und 3 min bis die volle Leistung zur Verfügung steht.

Die größten Pumpspeicherkraftwerke haben in etwa die Leistung eines Atomkraftwerkes und sind in der Lage, die Leistung 8 Stunden zur Verfügung zu stellen. Das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal ist das größte in Deutschland, in Österreich wird gerade ein 1000 MW Kraftwerk in der Koralpe geplant. Mit einer Hochspannungsgleichstromübertragung können auch weit entfernte Speicherkapazitäten effektiv genutzt werden, denn die Verluste sind im Bereich von 5% auf 1000 km Übertragungsstrecke.



Abbildung 6.8 Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal [6.8]

### 6.3.3 Schwungradspeicher

Elektrische Energie kann auch als Bewegungsenergie gespeichert werden. Mit diesem Prinzip arbeiten Schwungradspeicher, siehe Abbildung 6.9, sie gehören zu den Hochleistungsspeichern und können in kurzer Zeit sehr viel Energie auf- bzw. abgeben. Der Nachteil ist die schnelle Abnahme der gespeicherten Energie wegen der Reibungsverluste. Werden Schwungradspeicher verwendet, wo es zu häufigen Lade- und Entladezyklen kommt, sind die Verluste vernachlässigbar. Die Anwendung liegt daher meist im Nahverkehr, wo Bahnen häufig beschleunigen und abbremsen müssen. Sie sind dabei in den Unterwerken, die die einzelnen Stromabschnitte versorgen, untergebracht und haben Leistungen im Bereich von bis zu einem MW.



Abbildung 6.9 Schwungrad Merseburg [6.9]

Kennzahlen Schwungradspeicher:

Einsatzgebiet	Kurzzeitspeicherung, Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wirkungsgrad	80 - 95 %
Leistung	5 kW – 3 MW
Stromspeicherkapazität	bis 5 MWh
Energiedichte	84 kWh (Aluminium-Mangan-Magnesium-Legierungen) – 333 kWh/m <sup>3</sup> (kohlefaserverstärkter Kunststoff)
Entladezeit	Sekunden bis Minuten
Selbstentladerate	3 - 20 % pro Stunde
Spezifische Investitionskosten	1.000 - 5.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	marktreif
Entwicklungspotenzial	faserverstärkte Verbundmaterialien erhöhen Drehzahl und Energiedichte

Tabelle 6: Kennzahlen Schwungradspeicher [6]

## 6.4 Elektrochemische Speicher

Literatur [6.2; 6.5]

Elektrochemische Speicher lassen sich in Systeme mit internem oder externem Speicher einteilen. Die elektrische Energie wird elektrochemisch umgewandelt. Zu den internen Speichern gehören Blei-Säure-Akkumulatoren und Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Bei externen Speichern sind der elektrochemische Speicher und die elektrochemische Reaktionseinheit räumlich getrennt.

### 6.4.1 Blei-Säure-Akkumulatoren

Blei-Säure-Akkumulatoren kennt man vor allem als Autobatterie, in der Notstromversorgung und für die Spannungsstabilisierung. Im Windpark Bocholt in Nordrhein-Westfalen dient ein 1,6 MW Blei-Säure-Akkumulator-System dafür, dass zu Spitzenlastzeiten günstig Strom zur Verfügung gestellt werden kann. Der Vorteil liegt in den geringen Kosten und den vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten. Der Nachteil liegt in der Wartungsintensität und der geringen Lebensdauer.



Unternehmen	Leistung	Energie
BEWAG, Berlin, Deutschland	17 MW	14 MWh
Kansal Electric Power Company, Tatsumi, Japan	1 MW	4 MWh
Southern California Edison Company, Chino, CA, USA	10 MW	40 MWh
Vall Reefs, Godmine, Südafrika	4 MW	7,4 MWh
Hawaii Electric Light Company, Hawaii, USA	10 MW	15 MWh
Puerto Rico Electric Power Authority, San Juan	20 MW	14MWh
Chugach Electric Assn., Anchorage, Alaska, USA	20 MW	10 MWh
Golden Valley Electric Assn., Fairbanks, Alaska, USA	70 MW	17 MWh

Tabelle 7: Verwirklichte Blei-Säure-Akkumulatoren [7]

Kennzahlen Blei-Säure-Akkumulatoren:

Einsatzgebiet	Spitzenlast, Schwarzstart, Minutenreserve
Wirkungsgrad	65 - 90 %
Leistung	als Akku-System: bis 17 MW
Stromspeicherkapazität	1 kWh - 40 MWh
Energiedichte	25-40 Wh/kg
Entladezeit	1 Stunde bis mehrere Tage
Selbstentladerate	5 % pro Monat
Zyklenzahl	50 - 2.000 (in Ausnahmefällen 7.000)
Spezifische Investitionskosten	25 - 250 Euro je kWh Output
Marktstadium	marktreif
Entwicklungspotenzial	Verlängerung der Lebensdauer; Erhöhung Leistungsfähigkeit
Marktstadium	marktreif
Stromgestehungskosten	37,4 ct/kWh (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, mittlere Ausnutzung: 1.500 h/a)

Tabelle 8: Kennzahlen Blei-Säure-Akkumulatoren [8]

## 6.4.2 Lithium Ionen Akkumulatoren

Sie stellen keinen einheitlichen Speichertypus dar, man kennt mehrere Typen, und damit kann man mit variierenden Materialkombinationen unterschiedliche Eigenschaften, wie Lebensdauer oder Spannung optimieren. Sie bestechen mit geringer Selbstentladerate bei hoher Energiedichte. Eine weitere Erhöhung der Energiedichte kann problematisch werden, wie es seinerzeit so mancher bei explodierenden Laptop-Akkus gesehen hat.

Bei Windkraftanlagen dienen sie dazu, um bei Stromausfall die Energie für die Steuerung der Rotorblätter zu ermöglichen, was sonst zu schweren Schäden am Generator führt.

Ein weiterer wichtiger Einsatzbereich ist die Elektromobilität, um die Reichweite der Fahrzeuge zu erhöhen. Es wurde auch schon angedacht, Lithium-Ionen-Batterien in Kraftfahrzeugen als Speicher für das Stromnetz einzusetzen. Die sogenannte V2G-Strategie

(vehicle to grid) soll dazu dienen, Energieüberschüsse aus dem Netz aufzunehmen und im Bedarfsfall wieder ins Netz zurückzugeben. Schon 5 Millionen Elektrofahrzeuge könnten eine mehrfache Leistung eines Pumpspeicherkraftwerks haben. Dafür müsste ein intelligenter Stromzähler im Auto eingebaut sein.

Kennzahlen Lithium-Ionen-Akkumulatoren:

Einsatzgebiet	Spitzenlast, Schwarzstart, Minutenreserve
Wirkungsgrad	90 - 95 %
Leistung	ab 1 kW – mehrere MW
Stromspeicherkapazität	bis 50 kWh (Elektromobilität)
Energiedichte	95 - 190 Wh/kg (in Einzelfällen bis 240 Wh/kg)
Entladezeit	z.B. 1 Stunde bis mehrere Tage
Selbstentladerate	5 % pro Jahr
Zyklenzahl	500 - 3.000 (bei 80%iger Entladung)
Spezifische Investitionskosten	800 bis 1.500 Euro je kWh Output, perspektivisch 100 bis 300 Euro
Marktstadium	marktreif für Laptops und Handys; Prototypen für Automobilbranche
Entwicklungspotenzial	Erhöhung der Zyklenanzahl; Kostenreduktion; Erhöhung der Energiedichte
Stromgestehungskosten	132,2 ct/kWh (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, mittlere Ausnutzung: 1.500 h/a)

Tabelle 9: Kennzahlen Lithium-Ionen-Akkumulatoren [9]

### 6.4.3 Redox-Flow-Batterien

Redox-Flow-Batterien sind Systeme mit externem Speicher. Zwei Elektrolyte, die als Energielieferant dienen, durchfließen die Energieumwandlungseinheit nur durch eine Membran getrennt, wie Abbildung 6.10 zeigt. Im Elektrolyt sind Metallsalze gelöst, deren Ionen die Membran durchdringen können. Für den großtechnischen Einsatz ist dieser Batterietypus besonders geeignet, da die Elektrolyten in großen Tanks gespeichert und mit Tanklastwagen günstig und effektiv angeliefert werden können. In Windparks würden sie als Speicher für überschüssige Energie zur Verfügung stehen.



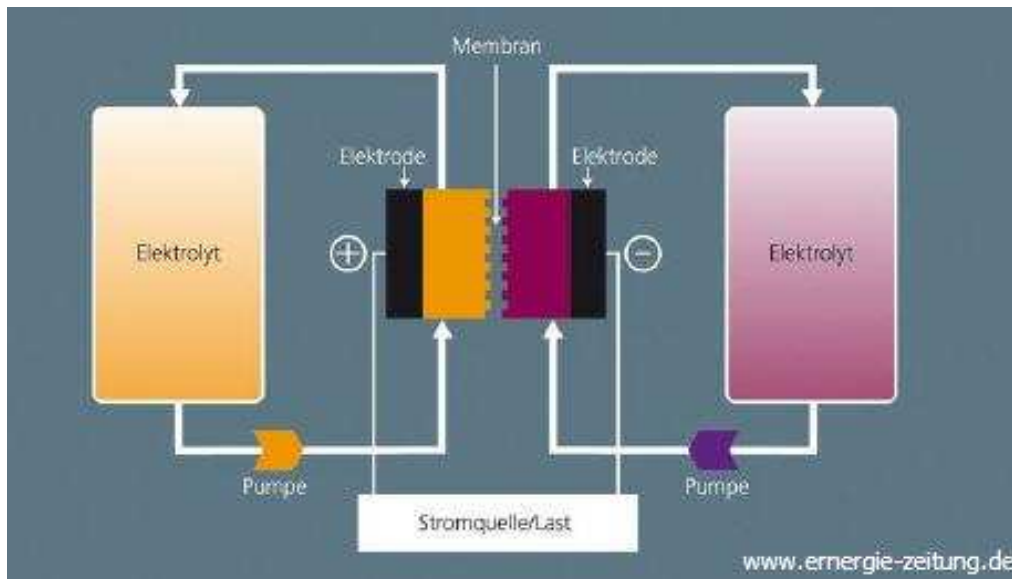


Abbildung 6.10 Schema Redox-Flow-Batterie [6.10]

Kennzahlen Redox-Flow-Batterien:

Einsatzgebiet	Langzeitspeicher; Spannungsregulierung
Wirkungsgrad	70 – 80 %
Leistung	30 kW – 10 MW
Stromspeicherkapazität	bis 5 MWh, Planungen bis 120 MWh
Energiedichte	15 - 70 Wh/kg
Entladezeit	1,5 s – 10 h
Selbstentladerate	keine nennenswerte Selbstentladung
Zyklenzahl	10.000
Spezifische Investitionskosten	100 - 1.000 Euro je kWh Output
Marktstadium	Prototyp, vereinzelt marktreif
Entwicklungspotenzial	Kostenreduktion; Weiterentwicklung der Membranen; Erforschung der Hydrodynamik und Dichtung
Stromgestehungskosten	30,5 ct/kWh (Annahmen: 6 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, Wirkungsgrad: 70 %) 101,5 ct/kWh (Annahmen: 200 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, Wirkungsgrad: 70 %)

Tabelle 10: Kennzahlen Redox-Flow-Batterien [10]

## 6.4.4 Wasserstoffspeicher

Durch eine Elektrolyse wird aus Wasser Wasserstoff gewonnen, indem zwei Elektroden aus Platin und Palladium Wasser aufspalten, das Schema ist in Abbildung 6.11 dargestellt. Der Wasserstoff kann gespeichert und bei Bedarf in Brennstoffzellen oder GuD zurückverstromt werden. Wasserstoff kann in Druckgasbehältern, in flüssiger Form oder in hochporösem Metallhydrid gelagert werden. Über große Strecken kann er in Pipelines transportiert werden, aber die Dichte ist wegen der Flüchtigkeit und der großen Explosivität sehr problematisch, vorteilhaft ist aber die hohe Energiedichte. Leider ist der Wirkungsgrad, er liegt bei etwa 20% bis 40%, gerade wegen der Rückverstromung mittels Brennstoffzellen oder GuD um den Faktor 2 bis 4 kleiner als bei Pumpspeicherkraftwerken.

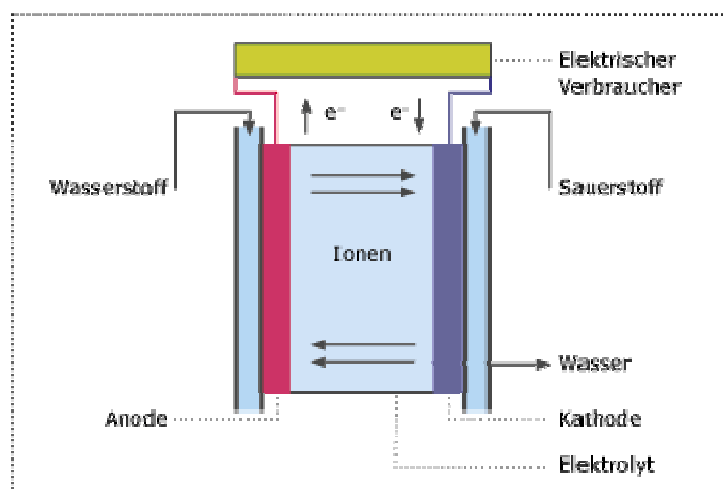


Abbildung 6.11 Schema Brennstoffzelle [6.11]

Kennzahlen Wasserstoffspeicher:

Einsatzgebiet	Langzeitspeicher; Spannungsregulierung
Wirkungsgrad	20 – 40 %
Leistung	kW- bis GW-Bereich
Energiedichte	33.000 Wh/kg 2.300 Wh/l
Entladezeit	Sekunden bis Tage
Selbstentladerate	0 bis 1 % pro Tag
Spezifische Investitionskosten	noch nicht ausweisbar
Marktstadium	Prototypen; kommerzielle Anwendung noch ausstehend
Stromgestehungskosten	53 ct/kWh (Annahmen: 200 Stunden Speicherkapazität, 2 ct/kWh Preis für Ladestrom, Wirkungsgrad Elektrolyse: 70 %, Wirkungsgrad GuD-Kraftwerk zur Rückverstromung: 57 %)

Tabelle 11: Kennzahlen Wasserstoffspeicher [11]

## 6.4.5 Synthetisches Methan

Literatur [6.2]

Synthetisches Methan wird mit dem aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoff zusammen mit Kohlendioxid in Methangas umgewandelt, Konzept siehe Abbildung 6.12. Der dafür benötigte Strom wird aus Überkapazitäten von Windparks entnommen. Das vorhandene Erdgasnetz mit seinen unterirdischen Kavernen kann dabei als Speichermedium verwendet und ohne weitere Modifizierung für den Transport benutzt werden. Die Infrastruktur für die Speicherung ist in Europa bereits vorhanden und könnte voll genutzt werden. Das synthetische Methan muss nicht unbedingt wieder verstromt werden, sondern kann auch im Wärme- und Kraftstoffsektor Verwendung finden. Der Nutzungsgrad liegt bei 55 bis 60%. Laut Fraunhofer-Institut stellt es trotz geringem Wirkungsgrad eine Alternative zur Abregelung von Überangeboten dar. Dadurch werden erneuerbare Energien steuerbar und grundlastfähig. Denn in Fällen geringer Produktion, z.B. bei Flaute in den Windparks, kann die in Überproduktionszeiten anfallende Energie - umgewandelt zu Methangas - in Gaskraftwerken wieder verstromt werden.

**Die Umwandlung erfolgt dabei in zwei Schritten:**

- Bei der Elektrolyse kommt es zur Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mit Hilfe des in regenerativen Kraftwerken erzeugten Stromes aus Wind- Wasser und Solarkraftwerken.

Formel:  $2 \text{H}_2\text{O} + \text{elektrische Energie} \rightarrow 2 \text{H}_2 + \text{O}_2$

- Anschließend folgt die Methanisierung mittels der Sabattier-Reaktion. Durch Zugabe von Kohlendioxid wird Wasserstoff in Methangas umgewandelt.

Formel:  $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$

Der Wirkungsgrad von Wasserstoff ist höher, aber Methangas ist dafür besser zu speichern. Daher ist je nach Anwendung abzuschätzen, ob die Verwendung von Methangas oder Wasserstoff sinnvoller ist. Für die bisherigen Primärenergieträger war die Methanisierung wegen des geringen Wirkungsgrades keine Alternative, aber bevor Windkraftanlagen abgeriegelt werden, ist es sehr wohl eine Möglichkeit, den überschüssigen Strom zu verwenden.

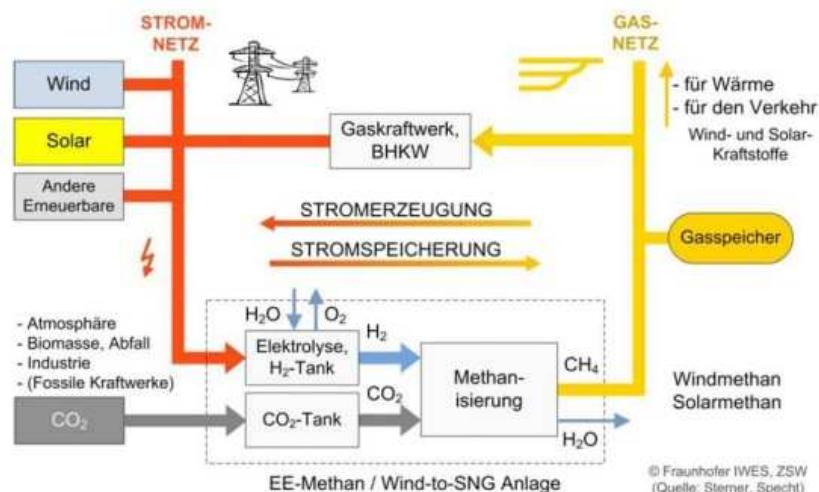


Abbildung 6.12 Synthetisches Methan Konzept [6.12]

## 7. Supergrid

Da die einspeisenden Kraftwerke nicht so wie in früheren Zeiten direkt in der Nähe der Verbraucher errichtet werden können, ist ein Höchstspannungsnetz von besonderer Bedeutung. Die Industrie- und Ballungszonen liegen tausende Kilometer von den regenerativen Kraftwerksstandorten entfernt, die sich in Spanien und Nordafrika (Solarthermie), oder an den Küsten der Nord- und Ostsee und dem Atlantik (Offshore-Windparks) befinden. Um die Energie so verlustarm als möglich zu den Verbrauchern zu bringen, sind große Investitionen in ein Europa und Nordafrika umfassendes Höchstspannungsnetz notwendig. Wenn die Energie in Zukunft hauptsächlich aus erneuerbaren Energien stammen soll, dann müssen die Netze ausgebaut bzw. neu errichtet werden. Die bisherigen Verbundnetze sind für so hohe Übertragungsflüsse nicht geeignet. So werden künftig aus Windparks 300 GW, aus Wasserkraft 200 GW und aus Solarkraft 700 GW erwartet, siehe Abbildung 7.1. All diese weit entfernten Erzeugungsstandorte sollten im zukünftigen Versorgungs- und Übertragungsnetz die Energie sicher und ohne Netzausfälle zu den Verbrauchern bringen. Literatur [7.6]

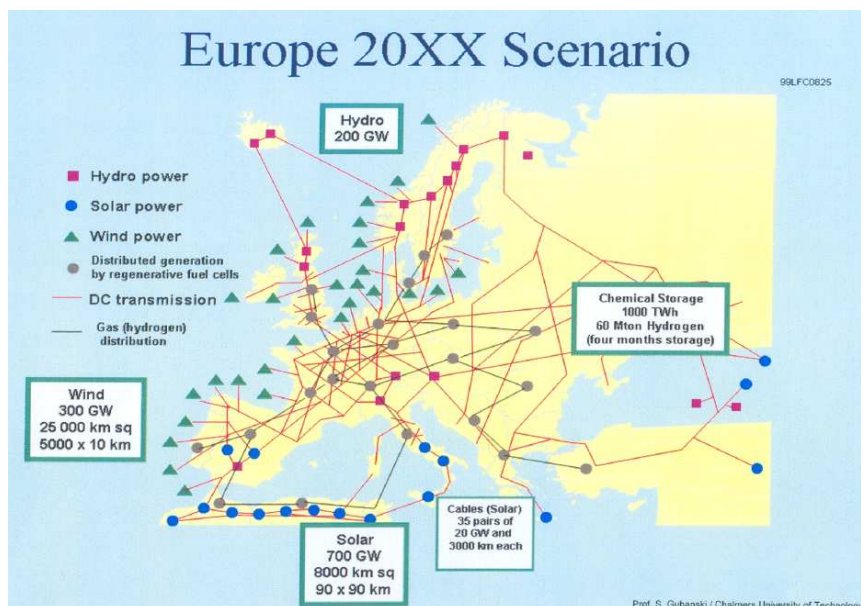


Abbildung 7.1 Schema Erwartete Einspeisemengen [7.1]

Bisher besteht das Stromversorgungsnetz wie wir in der Abbildung 7.2 ersehen können aus der Höchst-, der Hoch-, der Mittelspannungs- und der Niederspannungsebene. Wobei es in Verteilnetz und Übertragungsnetz unterteilt werden kann. Das Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz ist dabei für die Stromtransporte über lange Strecken bis zum Endverbraucher zuständig.

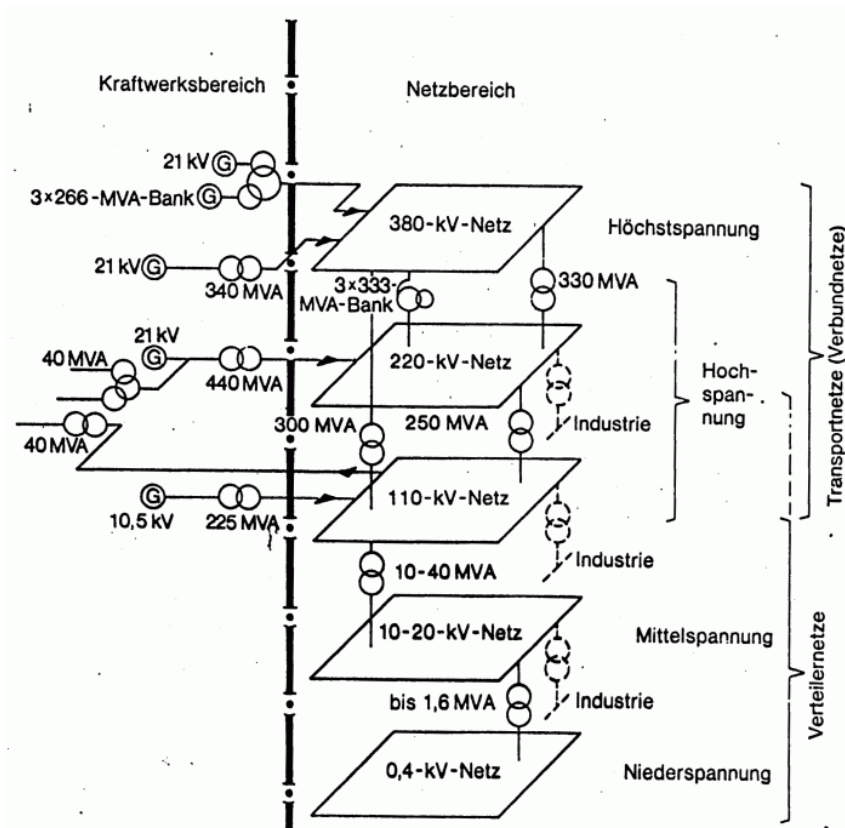


Abbildung 7.2 Netzebenen [7.2]

Zusätzlich wird aber eine neue Ebene für sehr lange Übertragungsstrecken benötigt, das sogenannte Overlay-Netz bzw. Supergrid. Es besteht aus UHV-Systemen (Ultra High Voltage Systemes) sowohl für Wechselstrom AC als auch für Gleichstrom DC. Die bisher bestehende Technik verwendet Drehstrom Systeme bis 800 kV und Gleichstrom Systeme bis 600 kV.

Da der Bedarf an Übertragungsmengen stark mit der Zunahme an regenerativen Energien ansteigt, ist diese vorhandene Technik nicht mehr in der Lage, die Aufgaben zu erfüllen.

UHV-Systeme arbeiten mit Spannungen für:

- AC: 1100kV bis 1200kV Höchstspannung für Betriebsmittel
- DC:  $\pm 800$ kV (1000kV) Bipolare Übertragung

Aktuell gibt es in China eine Übertragungsstrecke für AC 1200kV und DC 800kV und in Indien ist eine 1200 kV AC und 800 kV DC Übertragungsstrecke in Planung.

Die Entscheidung, welches System gewählt werden soll, hängt natürlich stark von den Kosten, siehe Abbildung 7.3, den Verlusten und den Gegebenheiten der Trassierung ab (Seekabel, Platzbedarf der Trasse).



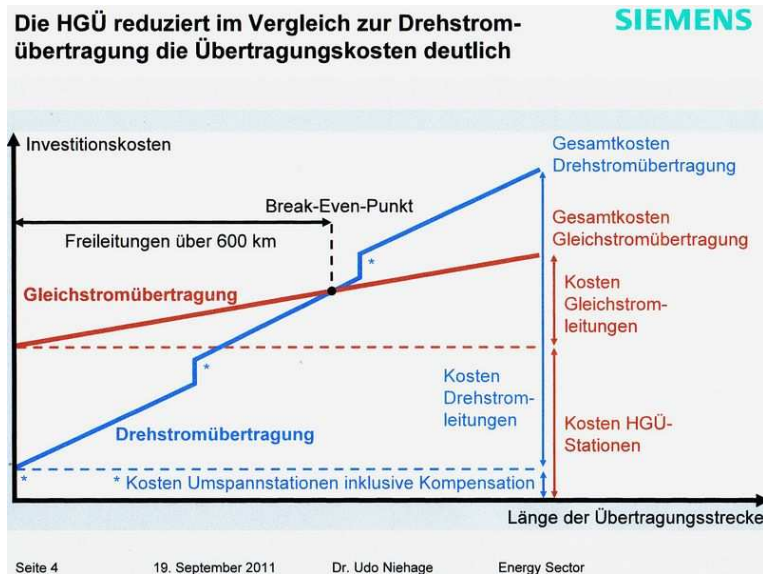
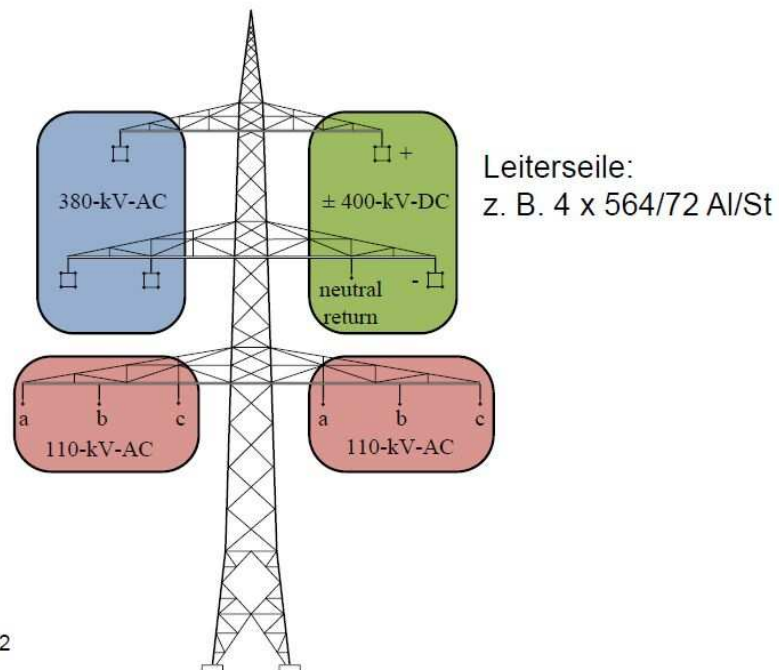


Abbildung 7.3 Vergleich der Kosten auf die Länge der Leitung bezogen [7.3]

Die Aufgabe eines Overlay-Netzes ist es dabei, die bisherigen 380 kV AC-Netze zu entlasten und für einen sicheren Stromtransport zu sorgen. Das kann sowohl mit HGÜ als auch mit HDÜ Systemen erfolgen. Bei Freileitungen ist nicht nur für jedes System ein eigenes Trassennetz möglich, sondern man kann auch sogenannte Hybridsysteme verwirklichen, Abbildung 7.4. Dabei werden schon bestehenden Masten mit unterschiedlichen Leitersystemen bestückt.

### Hybrid-Mast mit 1 × 380-kV-AC, 2 × 110-kV-AC und 1 × ±400 kV DC



Quelle: Amprion, 29. Mai 2012

Abbildung 7.4 Hybridmast [7.4]

## 7.1 Drehstromübertragung HDÜ

Literatur [7.2; 7.5; 7.6; 7.7]

Bisher waren in Österreich und vielen europäischen Ländern Spannungsübertragungen mit Drehstrom im 110 kV, 220 kV und 380kV Netz üblich. Um wirtschaftlicher und verlustärmer über lange Strecken zu übertragen, soll der Supergrid mit 1100kV bis 1200kV System realisiert werden. Ein entscheidender Faktor für die Drehstromübertragung ist die Blindleistungskompensation. Sie belastet die Systeme und Versorger durch im Takt der Netzfrequenz auf- und abgebaute Felder, deren Energie zwischen Erzeuger und Verbraucher hin und her pendelt. Man benötigt die Blindleistung nur, wenn elektromagnetische Felder benötigt werden, sonst kann die Blindleistung nicht in andere Energieformen umgewandelt werden.

### Vorteile:

- Die Spannungsebenen können einfach und schnell transformiert werden
- Hinzufügen von Umspannwerken ist kein Problem, dazu kommt, dass solche Umspannwerke relativ günstig sind im Gegensatz zu Stromrichterstationen für Gleichspannung
- Ebenfalls problemlos ist eine Lastflussumkehr
- Wegen der kleiner werdenden Netzimpedanz kommt es zu einer Erhöhung der Netzkurzschlussleistung. Diese ist eine Kenngröße für die Spannungsqualität und Störfestigkeit eines Netzes und berechnet sich aus

$$S_k = \frac{U_N^2}{Z} \quad \text{mit } S_k \dots \text{Kurzschlussleistung}$$

$U_N^2 \dots$  Nennspannung  
 $Z \dots$  Netzimpedanz

- Sie können in einem vermaschten Verbundnetz integriert werden und zusätzliche Leitungen erhöhen die Versorgungssicherheit
- Sie sind leichter abschaltbar. Im Verbundnetz erfolgt die Steuerung der Leitungsflüsse mit Phasenschiebern

### Nachteile:

- Blindleistungen müssen übertragen und kompensiert werden
- Bei der Wirkleistungsübertragung kann es bei langen unkompensierten Leitungen über 300 km zu Stabilitätsproblemen kommen
- Wegen der Erhöhung der Netzkurzschlussleistung müssen Leistungsschalter dementsprechend dimensioniert werden
- Es sind keine langen Seekabel möglich
- Es kommt zu erheblichen Stromverdrängungseffekten in den Leiterseilen
- Es treten wegen des anliegenden elektrischen Wechselfeldes dielektrische Verluste auf
- Die Verluste sind weit höher als bei vergleichbarer Hochspannungsübertragung



## 7.2 Gleichstromübertragung HGÜ

Literatur [7.1; 7.2; 7.3; 7.4; 7.6; 7.7; 7.8]

Die Gleichstromübertragung ist besonders geeignet für große Leistungen und lange Leitungen über 1000 km, Seekabelverbindungen und zur Kupplung von Netzen mit unterschiedlicher Netzfrequenz. Für asynchronen Betrieb von Netzen mit gleichem Nennwert, aber unterschiedlichen Phasenlagen der Netzfrequenz, als Beispiel das Netz von Nordel und dem europäischen UCTE-Netz.

Bisher sind HGÜ-Strecken nur als Punkt zu Punktverbindung, LCC-HGÜ-System, geplant, Abbildung 7.5.

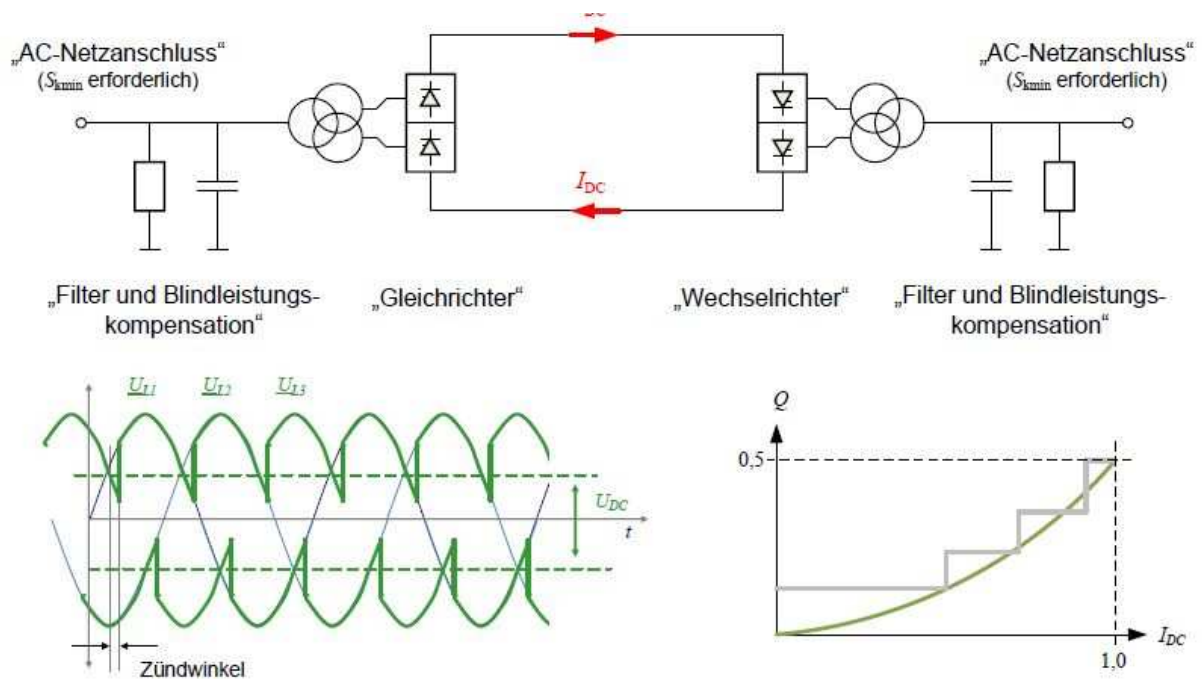


Abbildung 7.5 LCC\_HGÜ\_System [7.5]

Von großem Vorteil wäre es aber, die Strecken zu einem HGÜ-Transportnetz mit einem VSC-HGÜ-System, siehe Abbildung 7.6, zu verbinden, das dem bestehenden Drehstrom-Transportnetz überlagert ist.

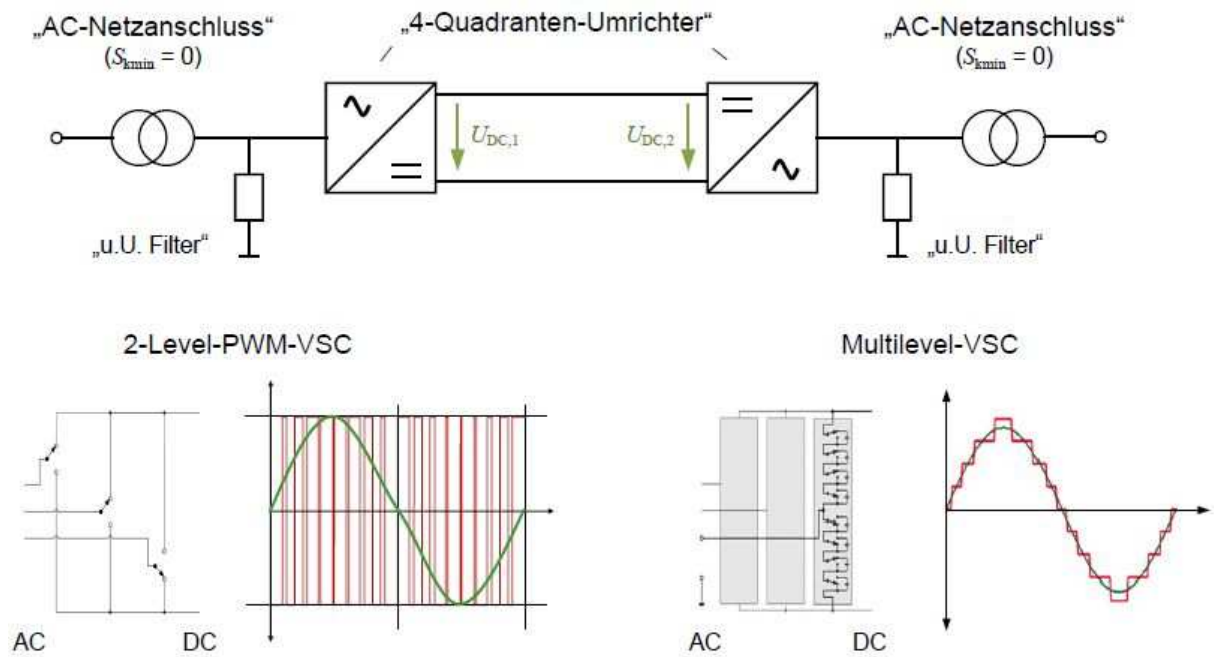


Abbildung 7.6 VSC\_HGÜ\_System [7.6]

Es gibt aber bisher keinen Leistungsschalter, der im Kurzschlussfall die Strecken ohne Beschädigung an Konverterstationen und anderen Betriebsmitteln unterbricht. Ein Durchbruch scheint bei der Vernetzung der Gleichstromübertragung gelungen zu sein. Demnach hat im November 2012 die Firma ABB einen Hybridschalter vorgestellt, der es ermöglicht, Gleichstromübertragungsleitungen im Netz zu vermaschen. Siehe Abbildung 7.7. Da die Löschung des Lichtbogens zwischen den Kontakten des Leistungsschalters bei Gleichstrom noch viel schwieriger ist, es fehlt ja der Nulldurchgang, muss bei einer HGÜ der Strom binnen Mikrosekunden unterbrochen werden. Gelöst wird das Problem, indem bei der Abschaltung der Strom mit einer Spannung von 320 kV über den Leistungsschalter geleitet wird. Im Normalfall fließt er über den verlustarmen Bypass, der den Leistungsschalter umgeht. So kann der Kurzschlussstrom binnen 5 Mikrosekunden unterbrochen werden. Aber bisher ist die Firma ABB noch genauere technische Details und Bilder schuldig geblieben.

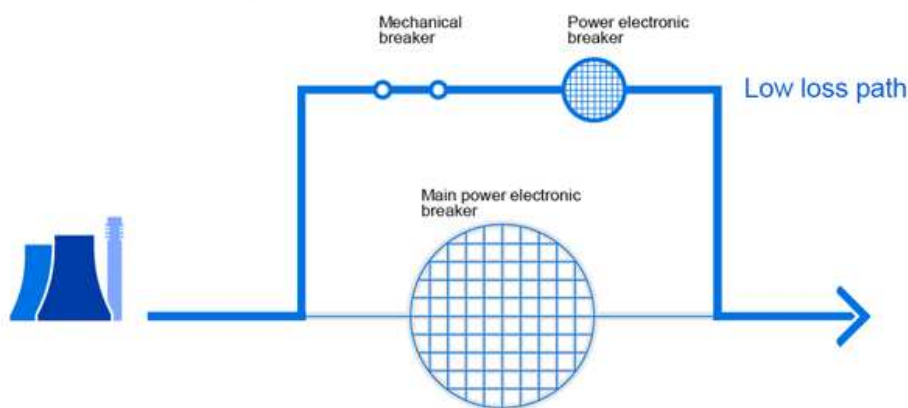


Abbildung 7.7 Schema eines Hybridschalters von ABB [7.7]

## Vorteile von HGÜ-Systemen

- Zusammenschluss nicht synchroner Netze
- Schnelle Regelung des Lastflusses mit Stromrichterventilen
- Keine Kompensationsstationen notwendig, da nur Wirkleistung übertragen wird
- Einfacher Aufbau, da nur Hin- und Rückleitung
- Bei Ausfall einer Phase kann ein bipolares System auch monopolar betrieben werden
- Keine Stabilitätsprobleme bei langen Leitungen
- Trassennutzungsgrad viel besser als bei HDÜ-Leitungssystemen
- Leiter können bis zur thermischen Grenze ausgenutzt werden
- Schnelle Stromregelung im Fehlerfall
- Bei Parallelbetrieb von HGÜ und HDÜ kann die HGÜ die Drehstromstabilität durch Leistungsregelung übernehmen
- Keine Skin- und Dielektrischenverluste
- Koronaverluste und Funkstörungen geringer als bei HDÜ
- Seekabelübertragung möglich
- Dünnere Isolierwanddicke
- Abtransport von Energie aus regenerativen Kraftwerken mit variabler Frequenz und gleichzeitiger Entkopplung von Windgeneratoren vom Drehstromnetz

## Nachteile von HGÜ-Systemen

- Keine direkte Transformation der Gleichspannung möglich
- Hohe Kosten für Stromrichterstationen
- Komplexe Gleichrichtersteuerung
- Filter, um Oberschwingungen in den Umrichterstationen zu beseitigen
- Für HGÜ außer HGÜ Light bedarf es für die Kommutierung ein aktives Drehstromnetz, das Blindleistung zur Verfügung stellt
- Gleichstromleistungsschalter für Mehrstationensysteme
- Großer Aufwand beim Einfügen eines zusätzlichen Abzweigs
- Wegen Raumladungseffekten bei Lastflussumkehr können keine VPE-Kabel verwendet werden, aufgrund der Umpolung
- Gleichfelder begünstigen die Verschmutzung von Isolator- und Durchführungsoberflächen

## Technischer Vergleich von HGÜ mit HDÜ im Höchstspannungsnetz

Drehstromtechnik	Gleichstromtechnik
bestehendes Netz basiert auf HDÜ, Anteil Freileitungen > 99,5 %	technisches Neuland im vermaschten Drehstromnetz
einfache Spannungstransformation und Leistungsauskopplung (UW)	Umweg über HDÜ, Multi-Terminal-Betrieb, zus. Stromrichterstationen
selbstständige Einstellung des Leistungsflusses	Steuerung des Leistungsflusses, ggf. nicht genügend Übertragungskap. im (n-1)-Fall
überlastbar	keine Überlastfähigkeit
belastungsabhängiger induktiver bzw. kapazitiver Blindleistungsbedarf	Blindleistungsbedarf (LCC HGÜ), geregelte Blindleistungsbereitstellung (VSC HGÜ)
wirtschaftliche Leitungslänge begrenzt, ausreichend im europ. Verbundsystem	keine Längengrenzung, Wirtschaftlichkeit für kurze Leitungslängen begrenzt
natürliche Erhöhung der Netzstabilität	asynchrone Netzkopplung, künstliche Erhöhung der Netzstabilität möglich
Erhöhung der Kurzschlussleistung, Spannungsstützung bei KS	ungenügender Beitrag zur Spannungsstützung bei KS

Tabelle 12: Technischer Vergleich von HGÜ mit HDÜ im Höchstspannungsnetz [12]

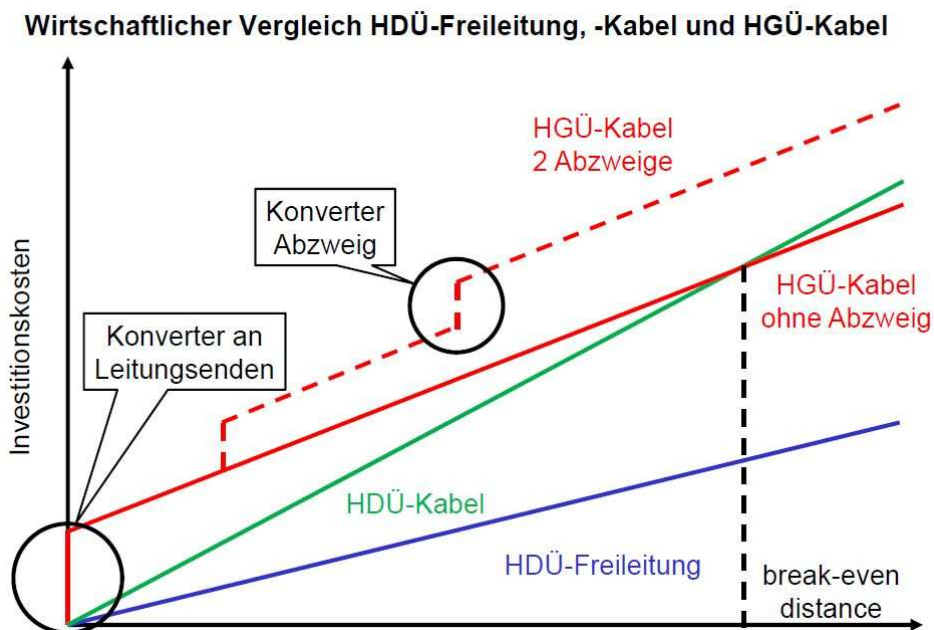


Abbildung 7.8 Wirtschaftlicher Vergleich von HGÜ-Kabel mit HDÜ-Kabel und HDÜ-Freileitung [7.8]

## Vergleich Wechselstrom- zu Gleichstromübertragung bei der Übertragung von 7000 MW auf einer Länge von 600 km

Zu Übertragende Leistung P in MW	7000		
Länge der Leitungssysteme in km	600		
<b>Parameter</b>	<b>380 kV AC</b>	<b>1000 kV AC</b>	<b>±800 kV DC</b>
Anzahl der notwendigen Leitersysteme n	10	2	1
Übermittelte Leistung pro System $P_s$ in MW	700	3500	7000
Kompensationsleistung $Q_k$ in MVar	ca. 3900	ca. 5340	0
Anzahl der notwendigen Stationen	3	3	2
Anzahl der notwendigen Transformatoren	20	24	48
Gewicht eines Bündelleiters $G'$ in kg/m	6,581	13,271	14,312
Korridorausnutzungsfaktor $T \eta$ in MW/m	33,33	50,72	129,63
Gesamtanzahl der Mate für den gesamten Korridor	7500	2400	1091
Gesamtverlust über die Übertragungsstrecke in MW	367,1	138,44	76,94
Übermittlungsverluste verglichen mit der Wirkleistung P	5,24	1,98	1,1
Breite des Korridors mit Inkludierung der Sicherheitszone	210	138	54

### 7.3 Übertragungssysteme

Literatur [7.6; 7.7]

Für die Übertragung stehen Freileitungen, Kabel und GIL zur Verfügung, wobei man Kabel und Gil derzeit nur bei begrenzten Längen verwenden kann. Kabel und Gil werden bisher hauptsächlich im Stadtbereich und in Tunnelanlagen eingesetzt, für lange Leitungen gibt es bisher noch keine Betriebserfahrungen.

Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht ist die Freileitung derzeit die eindeutig beste Lösung, so haben Kabel den 2-3 fachen Kapitalwert und GIL den 4-6 fachen Kapitalwert.

#### Drehstromübertragung:

- Freileitungen bis 1500 kV (große Bündelleiter)
- Kabel derzeit bis 500 kV
- GIL derzeit bis 550 kV, aber auch höhere Werte möglich

Alle drei Übertragungsarten sind Stand der Technik

#### Gleichstromübertragung:

- Freileitungen bis 1000 kV möglich
- Öl-Papierkabel bis 500 kV
- Kunststoffkabel bis etwa 200 kV wegen Raumladungen möglich, mit Nanotechnik höher Werte erreichbar
- GIL wird noch untersucht

Bei der Kabelverlegung tritt als zusätzlicher Faktor die lange Bauzeit nach heutiger Technik hinzu. So benötigt man alle 1,5 km je Kabel eine Muffe, deren Montage einen Tag erfordert. Für ein Stromkreissystem mit zwei Leitern und einer Länge von 1000 km würde das eine Bauzeit von 6,7 Jahren bedeuten. Deshalb muss man sich Gedanken über eine neue Verlegetechnik machen, denn für ein Overlay-Netz sind HGÜ-Kabel noch nicht geeignet.



## 8. Resümee

Da es mit fossilen und atomaren Brennstoffen zunehmend zu Konflikten mit dem Umweltschutz kommt, könnte ein Umstieg auf die Nutzung erneuerbarer Energien einen möglichen Ausweg darstellen. Um diese Energien großtechnisch zu generieren, sind aber noch viele Fragen offen. Nach Stand der heutigen Technik müssten die Anlagen in ihrer Effizienz und Wirtschaftlichkeit noch stark verbessert werden. Denn die Schwächen der großtechnischen Erzeugung erneuerbarer Energien liegen in der schwankenden Energieproduktion und an den zu geringen Wirkungsgraden, vor allem bei der Solarenergie.

Ein ebenso großes Problem stellt die Speicherung überschüssiger Energie dar. Da heute die Windparks in Deutschland an manchen Tagen schon zu viel Energie ins Netz liefern, benötigt man Speicher mit großem Fassungsvermögen, sodass die Anlagen nicht abgeriegelt werden müssen. Zurzeit sind nur Pumpspeicherkraftwerke ausgereift, um größere Energiemengen zu speichern. Ein möglicher Ansatz, der gerade durchdacht wird, wäre, norwegische Fjorde als Speicher zu verwenden. Es bedarf noch viel Forschungs- und Entwicklungsarbeit, um andere Speicher für den großtechnischen Einsatz zu entwickeln. Wenn es nicht gelingt, kostengünstige Langzeitspeicher herzustellen, um in Zeiten des Überschusses die Energie aufzunehmen und sie wieder zur Verfügung zu stellen, wenn Energie benötigt wird, dann müssen zusätzliche kalorische Sekundärkraftwerke erhalten und betrieben werden, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

Ein weiteres Problem, das mit erneuerbarer Energie auftritt, ist die Kapazität der Verteil- und Transportnetze. Heute ist das bestehende Höchstspannungsnetz, 380 kV, nicht in der Lage, die zu erwartenden Energiemengen aufzunehmen und zu transportieren.

Da hauptsächlich auf das solare Energieangebot in exponierten Wüstengebieten zurückgegriffen werden kann, befinden sich solarthermische Kraftwerke fernab der Ballungszentren und Hauptverbraucher, weshalb Leitungen über mehrere tausend Kilometer Länge erforderlich sind.

Auch bei Offshore-Windparks sind die zu erwartenden Übertragungen mit Seekabeln nur mit neuen HGÜ-Leitungen rentabel. Sogar für PV-Anlagen muss das jetzige Leitungsnetz verbessert werden, wenn sie weiter ausgebaut und in die bestehenden Netze einspeisen sollen.

Das bedeutet aber, dass neue Trassen, die über ganz Europa gezogen werden müssen, hohe Investitionen erfordern. Leider ist aber die Technik für ein vermaschtes Gleichspannungsnetz noch nicht geschaffen. Daher können bisher nur Punkt-zu-Punkt-Leitungen gebaut werden. Die Firma ABB hat am 7.11.2012 einen Leistungsschalter für ein vermaschtes Netz offiziell vorgestellt, die technischen Daten und Testberichte bisher aber noch nicht veröffentlicht.

Die Umstellung auf erneuerbare Energien wird also massive Kosten für die technische Verbesserung von Kraftwerken und den Ausbau der Verbundnetzanlagen erfordern, was den Strompreis für den Endverbraucher erhöhen wird. Zusätzlich muss noch viel Forschungs- und Entwicklungsarbeit erbracht werden, damit die problemlose Anbindung in das Stromnetz erfolgen kann.

## 9. Zusammenfassung

Diese Diplomarbeit befasst sich mit der Erzeugung von regenerativen Energien aus Sonne, Wind und Wasser. Die Umweltproblematik bringt es mit sich, dass der Umstieg auf erneuerbare Energien in Zukunft unumgänglich sein wird. Zuerst werden die drei Hauptlieferanten, Sonne-, Wind- und Wasserkraft, für die großtechnische Produktion von regenerativer Energie vorgestellt.

Für die Sonnenenergie werden erst die beiden Arten, PV- und Solarthermie, kurz abgehandelt und anschließend das Prinzip solarthermischer Anlagen mit ihren Kollektorarten und Anlagenkonzepten genauer beschrieben.

Nach einem Überblick über die verschiedenen Kraftwerkstypen wird abschließend die Problematik der Netzanbindung solarthermischer Kraftwerke behandelt.

Als zweiter Energieträger wird die Windenergie wieder nach Prinzip und Art der Nutzung erörtert. Gefolgt von einer Vorstellung möglicher Windenergieanlagen und einzelner Komponenten, wird dann näher auf die bestimmenden Erfordernisse und Komponenten von Offshore-Windparks eingegangen und abschließend das Projekt Alpha-Ventus vorgestellt.

Auch im Abschnitt über die Wasserkraft werden nach einer genauen Betrachtung des Prinzips und der unterschiedlichen Turbinenarten die Kraftwerkstypen und die Netzanbindung besprochen.

Ein besonders wichtiger Punkt für die Realisierung zukünftiger Vorhaben ist das Kapitel über die Speicherung elektrischer Energie. Darin werden elektrische, thermische, mechanische und elektrochemische Speicher mit ihren Kennwerten vorgestellt.

Der letzte Punkt umfasst die derzeitige Situation der Übertragungs- und Transportnetze und das erforderliche Supergrid mit neuen HDÜ- und HGÜ-Leitersysteme, die noch realisiert und gebaut werden müssen.

## Literaturverzeichnis

[2.1] Klimaatlas Steiermark

[http://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/10703586\\_16178332/799ba36f/1\\_STRAHLUNG%20-%20Vers\\_2.0.pdf](http://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/10703586_16178332/799ba36f/1_STRAHLUNG%20-%20Vers_2.0.pdf)

[2.2] Analyse und Bewertung der Auswirkungen des Anschlusses zusätzlicher Windkraftwerke in Österreich

[http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WKS\\_final.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WKS_final.pdf)

[2.3] DA Windenergie

[http://www.elab-juelich.de/Kern/BA\\_MA\\_DA/DA\\_SWOBODA.PDF](http://www.elab-juelich.de/Kern/BA_MA_DA/DA_SWOBODA.PDF)

[3.1] Solarthermie Kollektor

[http://www.uni-due.de/fb8/fbphysik/Hauptseminar/WS0506/Hauptseminar\\_Kurzweg\\_20.02.06.pdf](http://www.uni-due.de/fb8/fbphysik/Hauptseminar/WS0506/Hauptseminar_Kurzweg_20.02.06.pdf)

[3.2] Punkt Linien Kollektor

[http://www.uni-due.de/fb8/fbphysik/Hauptseminar/WS0506/Hauptseminar\\_Kurzweg\\_20.02.06.pdf](http://www.uni-due.de/fb8/fbphysik/Hauptseminar/WS0506/Hauptseminar_Kurzweg_20.02.06.pdf)

[3.3] Solarthermische Kraftwerke Gehling

[http://www.gehling.de/papers/MasterEE\\_Projektarbeit\\_SolarthermischeKraftwerke.pdf](http://www.gehling.de/papers/MasterEE_Projektarbeit_SolarthermischeKraftwerke.pdf)

[3.4] Solarthermische Kraftwerke Dessertec-Bine

<http://www.desertec.org/downloads/bi1203internet3.pdf>

[3.5] ise-platzer-110710-solarthermische kraftwerke.pdf

<http://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&ved=0CDgQFjAC&url=http%3A%2F%2Fwww.ise.fraunhofer.de%2Fde%2Fdownloads%2Fpdf-files%2Faktuelles%2Fvortraege-tag-der-offenen-tuer%2Fise-platzer-110710-solarthermische-kraftwerke.pdf%2Fdownload%2Ffile&ei=47sUUdXzDliPtQaKilCwDQ&usq=AFQjCNHki8s-R5ia14kHG3SZ0DTS6GTILw>

[3.6] Parabolrinnenkraftwerke

<http://www.bs-wiki.de/mediawiki/images/Parabolrinnenkraftwerke.pdf>

[3.7] Hybride Solarkraftwerke Quasching

[http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2002/th2002\\_03\\_03.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2002/th2002_03_03.pdf)

[3.8] DA Solarthermische Stromerzeugung

<http://www.gm.fh-koeln.de/~chfranke/Solarthermische%20Stromerzeugung.pdf>

[3.9] Solarenergie – Techniken und Möglichkeiten

[http://www.lfa.rwth-aachen.de/Publi/Bilder\\_Publi/Studienarbeit%20Steffi%20Sandloebes.pdf](http://www.lfa.rwth-aachen.de/Publi/Bilder_Publi/Studienarbeit%20Steffi%20Sandloebes.pdf)

[3.10] Trans-Mediterraner Solarstromverbund Zusammenfassung - DLR

[http://www.google.at/url?q=http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/documents/TRANS-CSP\\_Zusammenfassung.pdf&ei=5eQfUazpOcr\\_4QTqxYG4Aw&sa=X&oi=unauthorizedredirect&ct&ct=targetlink&ust=1361046509949558&usg=AFQjCNFSjxv7btzGOKDW6pk\\_bfgwKTKYDA](http://www.google.at/url?q=http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/documents/TRANS-CSP_Zusammenfassung.pdf&ei=5eQfUazpOcr_4QTqxYG4Aw&sa=X&oi=unauthorizedredirect&ct&ct=targetlink&ust=1361046509949558&usg=AFQjCNFSjxv7btzGOKDW6pk_bfgwKTKYDA)

[4.1] Windenergienutzung in einem regenerativen Energiesystem

<http://elite.tugraz.at/diplomarbeiten/Jungbauer.pdf>

[4.2] Windenergie und ihre Nutzung.pdf

<http://www.pa.msu.edu/~bauer/Energie/Talks/19-Windkraft.pdf>

[4.3] Windenergie.pdf

<http://www.uni-due.de/fb8/fbphysik/Hauptseminar/WS0506/Windenergie.pdf>

[4.4] Leitfaden Windkraft 2007.pdf

[http://www.lev.at/download/Leitfaden\\_Windkraft\\_2007.pdf](http://www.lev.at/download/Leitfaden_Windkraft_2007.pdf)

[4.5] Robert Gasch „Windkraftanlagen“ 7. Auflage ISBN 978-3-8348-1460-9

[4.6] Gregor Czich Diss0502

<http://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-200604119596/1/DissVersion0502.pdf>

[4.7] Analyse und Bewertung der Auswirkungen des Anschlusses zusätzlicher Windkraftwerke in Österreich Studie

[http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WKS\\_final.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WKS_final.pdf)

[4.8] DA Windenergie

[http://www.elab-juelich.de/Kern/BA\\_MA\\_DA/DA\\_SWOBODA.PDF](http://www.elab-juelich.de/Kern/BA_MA_DA/DA_SWOBODA.PDF)

[4.9] Windenergiereport 2011 Deutschland

<http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Windreport-2011-de.pdf>

[4.10] Konstruktive Ausführung von Offshore WEA's

[https://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:fvhBqxib49QJ:www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/Technik/BSH-Standard-Bauausfuehrung.pdf+&hl=de&gl=at&pid=bl&srcid=ADGEESgXA1qUr13wX2RHJ11w9zCobKB6Yxx5vEcFgDoiO7ubSTEWpsSyMHM8FYeAMkblptJhCi1edCL-BMUyLHeN\\_NCOVozZJgALmsv7\\_2OkttWC5Pu-Qc6\\_Zq1gb8FB-2xGiJS4F\\_Oz&sig=AHIEtbSzFJHn0U7L0ZtlqYldGonUnK1F0g](https://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:fvhBqxib49QJ:www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/Technik/BSH-Standard-Bauausfuehrung.pdf+&hl=de&gl=at&pid=bl&srcid=ADGEESgXA1qUr13wX2RHJ11w9zCobKB6Yxx5vEcFgDoiO7ubSTEWpsSyMHM8FYeAMkblptJhCi1edCL-BMUyLHeN_NCOVozZJgALmsv7_2OkttWC5Pu-Qc6_Zq1gb8FB-2xGiJS4F_Oz&sig=AHIEtbSzFJHn0U7L0ZtlqYldGonUnK1F0g)

[4.11] Bauformen\_Aerodynamik.pdf

[http://www.energiwerkstatt.org/download/Bauformen\\_Aerodynamik.pdf](http://www.energiwerkstatt.org/download/Bauformen_Aerodynamik.pdf)

- [4.12] Offshore- Windparks in Deutschland  
<http://www.vde.com/de/regionalorganisation/bezirksvereine/suedbayern/facharbeit%20regional/akenergietechnik/documents/offshore%20windenergie.pdf>
- [4.13] Windenergie – Technik und Möglichkeiten  
[http://epub.ub.uni-muenchen.de/1272/1/senior\\_stud\\_2006\\_11\\_04.pdf](http://epub.ub.uni-muenchen.de/1272/1/senior_stud_2006_11_04.pdf)
- [4.14] Voraussetzungen zur Nutzung der Nordsee für die Stromerzeugung mit Windkraftanlagen (WEA)  
[http://www.windcomm.de/Downloads/offshore\\_talks\\_by\\_windcomm/Kelch\\_offshore\\_talks.pdf](http://www.windcomm.de/Downloads/offshore_talks_by_windcomm/Kelch_offshore_talks.pdf)
- [4.15] forwindvr\_-\_bergmann\_-\_alpha\_ventus.pdf  
[http://www.forwind.de/forwind/files/forwindvr\\_-\\_bergmann\\_-\\_alpha\\_ventus.pdf](http://www.forwind.de/forwind/files/forwindvr_-_bergmann_-_alpha_ventus.pdf)
- [4.16] Erste-Erfahrungen-der-OWEA-Alpha-Ventus.pdf  
<http://www2.wi.fh-flensburg.de/windlog-wAssets/docs/ZWEITE-windlog-2011/Erste-Erfahrungen-der-OWEA-Alpha-Ventus.pdf>
- [4.17] av\_Factsheet\_de\_Juli2012.pdf  
[http://www.alpha-ventus.de/fileadmin/user\\_upload/Pressekit/av\\_Factsheet\\_de\\_Juli2012.pdf](http://www.alpha-ventus.de/fileadmin/user_upload/Pressekit/av_Factsheet_de_Juli2012.pdf)
- [4.18] Windkraft. Vorlesung Umweltphysik. Universität Greifswald  
<http://www2.physik.uni-greifswald.de/~pompe/UP-VORLESUNG/up-windkraft.pdf>
- [5.1] Renew's SpezialAusgabe 57 / Februar 2012  
<http://ebookbrowse.com/57-renews-spezial-strom-speichern-mar12-online-01-pdf-d399222682>
- [5.2] Wasserkraftwerke  
<http://www.pa.msu.edu/~bauer/Energie/PDFs/Wasserkraftwerke.pdf>
- [5.3] Funktionsweise der Wasserturbinen  
<http://www.alt.fh-aachen.de/downloads/Hilfsblaetter/2007/Hilfsb%2058,%20Funktionsweise%20Wasserturbinen.pdf>
- [5.4] Wasserkraft  
<http://www-public.rz.uni-duesseldorf.de/~skrzeczy/wasserkraft/Wasserkraft.pdf>
- [5.5] Die Zukunft der Wasserkraft  
[http://www.wec-austria.at/en/files/download/WEC\\_Bachhiesl\\_051207.pdf](http://www.wec-austria.at/en/files/download/WEC_Bachhiesl_051207.pdf)
- [5.6] Globale Potenziale der Wasserkraft 2003  
[http://www.wbgu.de/fileadmin/templates/dateien/veroeffentlichungen/hauptgutachten/jg2003/wbgu\\_jg2003\\_ex03.pdf](http://www.wbgu.de/fileadmin/templates/dateien/veroeffentlichungen/hauptgutachten/jg2003/wbgu_jg2003_ex03.pdf)

- [6.1] Elektrische Energiespeicher  
WS\_B2\_Energie\_vernichten\_oder\_was\_Beispiel.pdf  
[http://www.technolog.at/files/WS\\_B2\\_Energie\\_vernichten\\_oder\\_was\\_Beispiel.pdf](http://www.technolog.at/files/WS_B2_Energie_vernichten_oder_was_Beispiel.pdf)
- [6.2] Renew's SpezialAusgabe 57 / Februar 2012  
<http://ebookbrowse.com/57-renews-spezial-strom-speichern-mar12-online-01pdfd399222682>
- [6.3] speichertechnik nicht nur solarenergie pdf Lainig  
<http://www.stoffstrom.org/fileadmin/userdaten/dokumente/Solartagung/Vortraege/Lainig.pdf>
- [6.4] Thermische Speicher für solarthermische Kraftwerke Lainig  
[http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE\\_Archiv/AKE2011H/AKE2011H\\_Vortraege/AKE2011H\\_08Hoff\\_ThermischeSpeicherung.pdf](http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2011H/AKE2011H_Vortraege/AKE2011H_08Hoff_ThermischeSpeicherung.pdf)
- [6.5] Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung Sauer Dirk  
[http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA4\\_06\\_Sauer\\_Options\\_Speicher\\_layout.pdf](http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA4_06_Sauer_Options_Speicher_layout.pdf)
- [7.1] Wachstumsmarkt HGÜ – Mehr Stromautobahnen für Europas Energieversorgungsnetz  
<http://www.siemens.com/press/pool/de/events/2011/energy/2011-09-mallorca/presentation-niebage-d.pdf>
- [7.2] Vergleich HGÜ mit HDÜ  
[http://www.energetage-niedersachsen.de/fileadmin/uploads/net2012/Fachforum1/Lutz\\_Hofmann\\_-\\_Fachforum\\_1.pdf](http://www.energetage-niedersachsen.de/fileadmin/uploads/net2012/Fachforum1/Lutz_Hofmann_-_Fachforum_1.pdf)
- [7.3] Perspektiven der HGÜ-Technik –Overlaynetz (380 kV)  
[http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH\\_Westermann\\_WS1\\_06052010.pdf](http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Westermann_WS1_06052010.pdf)
- [7.4] Hybridschalter von ABB  
<http://www.energie-chronik.de/121115.htm>
- [7.5] Konverter in Osterrath Amprion  
[http://www.amprion.net/sites/default/files/pdf/121025\\_Information\\_Osterath.pdf](http://www.amprion.net/sites/default/files/pdf/121025_Information_Osterath.pdf)
- [7.6] Skript Prof Muhr
- [7.7] Netzentwicklungsplan 2012  
[http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP\\_2012/NEP\\_2012\\_Kapitel\\_5.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012/NEP_2012_Kapitel_5.pdf)



[7.8] Einbindung von HGÜ-Systemen in Wechselstromnetze – Erfahrungen und Potentiale

[http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/a630e52cc3965f04c12573ae00373e14/\\$file/etg\\_kongress\\_2007\\_hvdc\\_abb.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/a630e52cc3965f04c12573ae00373e14/$file/etg_kongress_2007_hvdc_abb.pdf)

## Abbildungsverzeichnis

- [2.1] Abbildung 2.1 Schema der Energieversorgung  
<http://estelzer.de/DreamS/PhKurs1/Spannungsebenen.JPG>
- [2.2] Abbildung 2.2 Überblick über zu erwartende Energiemengen  
Skript Prof. Muhr
- [2.3] Abbildung 2.3 Strahlungsintensität oberhalb und auf der Erdoberfläche  
<http://www.vitatec.com/grundlagen/einfluss-umgebungsstrahlung>
- [2.4] Abbildung 2.4 Globalstrahlung in Österreich  
<http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=62>
- [2.5] Abbildung 2.5 Weltweit verfügbare Sonnenenergie  
<http://de.wikipedia.org/wiki/Sonnenenergie>
- [2.6] Abbildung 2.6 Desertec Eumenia  
<http://de.wikipedia.org/wiki/Desertec>
- [2.7] Abbildung 2.7 Weiterer Ausbau der Windenergieerzeugung  
[http://johannesdimas.com/index.htm?/Energie\\_02.htm](http://johannesdimas.com/index.htm?/Energie_02.htm)
- [2.8] Abbildung 2.8 Persische Windmühle  
[http://de.wikipedia.org/wiki/Persische\\_Windm%C3%BChle](http://de.wikipedia.org/wiki/Persische_Windm%C3%BChle)
- [2.9] Abbildung 2.9 Chinesische Windmühle  
<http://www.solar-deutschland.info/mechanische-windkraftanlagen.html>
- [2.10] Abbildung 2.10 Windmühle  
<http://de.wikipedia.org/wiki/Windm%C3%BChle>
- [2.11] Abb. 2.11 Windkraftanlage nach Charles Brush  
<http://solar-club.web.cern.ch/solar-club/Textes/SEV/images/2002/220237i1.jpg>
- [2.12] Abbildung 2.12 Wasserkreislauf  
[http://www.wissenschaft-online.de/lexika/showpopup.php?lexikon\\_id=11&art\\_id=12712&nummer=1015](http://www.wissenschaft-online.de/lexika/showpopup.php?lexikon_id=11&art_id=12712&nummer=1015)
- [2.13] Abbildung 2.13 Typische Wassermühle  
<http://www.landschaftsfotos.eu/name/einzelbild/number/14647/kategorie/deutschland~baden-wuerttemberg~schwarzwald.html>
- [2.14] Abbildung 2.14 Anteil der erneuerbaren Energieformen in Österreich  
<http://m.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Seiten/Oekostrom.aspx>
- [2.15] Abbildung 2.15 Gesamtanteil der Wasserkraft weltweit Quelle IHA/IEA  
<http://reports.andritz.com/2008/de/print/index/global-care.htm>

[3.1] Abbildung 3.1 zeigt das Schema einer Solarzelle aus monokristallinem Silizium  
<http://www.solare-werkstaetten.de/index.php?menu=solarenergie&umenu=pvzelle>

[3.2] Abbildung 3.2 zeigt das Schema einer Solaranlage für den Gebrauch als Hausanlage durch Zusammenschaltung von mehreren Modulen  
<http://www.dachdeckereischulz.de/Solar/solar.html>

[3.3] Abbildung 3.3 Schema einer Solarhausanlage mit Netzanschluss  
<http://www.energiesparen-im-haushalt.de/energie/bauen-und-modernisieren/hausbau-regenerative-energie/energiebewusst-bauen-wohnen/selbst-strom-erzeugen/solarstrom-erzeugen/strom-solaranlage-bauen/netzgekoppelte-solaranlage.html>

[3.4] Abbildung 3.4 Parabolspiegelfeld als Beispiel für konzentrierende Strahlung  
<http://elementalpower.com.au/news/?tag=solar-millennium>

[3.5] Abbildung 3.5 Punktkonzentrierende Spiegel  
<http://elementalpower.com.au/news/?tag=solar-millennium>  
<http://elite.tugraz.at/Offner/5.htm>

[3.6] Abbildung 3.6 Linienkonzentrierende Spiegel  
[http://www.hans.caspary.hft-stuttgart.de/Marokko2011\\_Webseite/bericht\\_Erneuerbare-Energien-in-Marokko.html](http://www.hans.caspary.hft-stuttgart.de/Marokko2011_Webseite/bericht_Erneuerbare-Energien-in-Marokko.html)  
[http://www.cd3wd.com/cd3wd\\_40/vita/solrconc/DE/SOLRCONC.HTM](http://www.cd3wd.com/cd3wd_40/vita/solrconc/DE/SOLRCONC.HTM)

[3.7] Abbildung 3.7 einfaches Schema eines solarthermischen Kraftwerks  
Solarthermische Kraftwerke pdf S.4  
[http://www.gehl-ing.de/papers/MasterEE\\_Projektarbeit\\_SolarthermischeKraftwerke.pdf](http://www.gehl-ing.de/papers/MasterEE_Projektarbeit_SolarthermischeKraftwerke.pdf)

[3.8] Abbildung 3.8 T-S-Diagramm des Clausius-Rankine Prozess  
<http://de.wikipedia.org/wiki/Clausius-Rankine-Kreisprozess>

[3.9] Abbildung 3.9 Stirling Prozess  
<http://de.academic.ru/dic.nsf/dewiki/1334626>

[3.10] Abbildung 3.10 einfaches Schema eines solarthermischen Kraftwerks mit parallelem Dampferzeuger  
Solarthermische Kraftwerke pdf S.5  
[http://www.gehl-ing.de/papers/MasterEE\\_Projektarbeit\\_SolarthermischeKraftwerke.pdf](http://www.gehl-ing.de/papers/MasterEE_Projektarbeit_SolarthermischeKraftwerke.pdf)

[3.11] Abbildung 3.11 einfaches Schema eines solarthermischen Kraftwerks mit thermischem Speicher  
Solarthermische Kraftwerke pdf S.6  
[http://www.gehl-ing.de/papers/MasterEE\\_Projektarbeit\\_SolarthermischeKraftwerke.pdf](http://www.gehl-ing.de/papers/MasterEE_Projektarbeit_SolarthermischeKraftwerke.pdf)

[3.12] Abbildung 3.12 Fresnel-Kollektorfeld eines CSP in Calasparra Spanien  
<http://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10615/>

[3.13] Abbildung 3.13 Heliostatenfeld  
<http://www.lehrer-online.de/desertec.php>

[3.14] Abbildung 3.14 Turmkraftwerk  
<http://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10615/>

[3.15] Abbildung 3.15 Solarturmkraftwerk mit offenem volumetrischen Receiver  
Solarthermische Kraftwerke pdf S.8  
[http://www.gehl-ing.de/papers/MasterEE\\_Projektarbeit\\_SolarthermischeKraftwerke.pdf](http://www.gehl-ing.de/papers/MasterEE_Projektarbeit_SolarthermischeKraftwerke.pdf)

[3.16] Abbildung 3.16 Turmkraftwerk mit volumetrischem Druckreceiver  
Solarthermische Kraftwerke pdf S.9  
[http://www.gehl-ing.de/papers/MasterEE\\_Projektarbeit\\_SolarthermischeKraftwerke.pdf](http://www.gehl-ing.de/papers/MasterEE_Projektarbeit_SolarthermischeKraftwerke.pdf)

[3.17] Abbildung 3.17 EuroDish-Prototyp in Almeria Spanien  
[http://en.wikipedia.org/wiki/File:EuroDishSBP\\_front.jpg](http://en.wikipedia.org/wiki/File:EuroDishSBP_front.jpg)

[3.18] Abbildung 3.18 Euro-Dish-Prototyp Anordnung in Spanien  
<http://www.fvee.de/bildmaterial/bilder-zu-forschungsthemen/solkraftwerke-und-thermie/>

[3.19] Abbildung 3.19 Prinzip eines Aufwindkraftwerks  
<http://de.wikipedia.org/wiki/Aufwindkraftwerk>

[3.20] Abbildung 3.20 Prinzip der Speicherung bei einem Aufwindkraftwerk  
Aufwindkraftwerke (2002).pdf S.86  
[http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2002/th2002\\_05\\_03.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2002/th2002_05_03.pdf)

[3.21] Abbildung 3.21 Aufwindkraftwerk in Mazarenas  
<http://www.diebrennstoffzelle.de/alternativen/sonne/aufwind.shtml>

[3.22] Abbildung 3.22 Desertec  
<http://de.wikipedia.org/wiki/Desertec>

[4.1] Abbildung 4.1 Prinzip eines Widerstandsläufers  
<http://www.elite.tugraz.at/Jungbauer/2.htm>

[4.2] Abbildung 4.2 Prinzip einer auftriebsnutzenden Windanlage

[4.3] Abbildung 4.3 Der Savonius-Rotor in der Aufsicht  
Windenergie pdf S.10  
<http://www.uni-due.de/fb8/fbphysik/Hauptseminar/WS0506/Windenergie.pdf>

[4.4] Abbildung 4.4 Der Darrieus-Rotor mit zwei Savonius-Rotoren als Anlaufhilfe  
Windenergie pdf S.10

<http://www.uni-due.de/fb8/fbphysik/Hauptseminar/WS0506/Windenergie.pdf>

[4.5] Abbildung 4.5 Die H-Bauform des Darrieus-Rotors  
Windenergie pdf S.10

<http://www.uni-due.de/fb8/fbphysik/Hauptseminar/WS0506/Windenergie.pdf>

[4.6] Abbildung 4.6 Funktionsweise des Darrieus-Rotors  
Windenergie pdf S.11

<http://www.uni-due.de/fb8/fbphysik/Hauptseminar/WS0506/Windenergie.pdf>

[4.7] Abbildung 4.7 Einblattrotor

<http://de.academic.ru/dic.nsf/dewiki/378384>

[4.8] Abbildung 4.8 Zweiblattrotor

[http://www.buch-der-synergie.de/c\\_neu\\_html/c\\_08\\_06\\_windenergie\\_china\\_bis\\_kanada.htm](http://www.buch-der-synergie.de/c_neu_html/c_08_06_windenergie_china_bis_kanada.htm)

[4.9] Abbildung 4.9 Dreiblattrotor

<http://www.pixelio.de/search/dreiblattrotor>

[4.10] Abbildung 4.10 Mehrblattrotor

<http://www.arnobeier.de/images/Windrad3.jpg>

[4.11] Abbildung 4.11 Aufbau einer Windenergieanlage

<http://windenergie.lima-city.de/windkraftanlage.html>

[4.12] Abbildung 4.12 Luv- Leeläufer

<http://www.wind-energie.de/infocenter/technik/funktionsweise/leelaeufer>

[4.13] Abbildung 4.13 Prinzipdarstellung des Stall-Effekts

<http://www.wind-energie.de/infocenter/technik/funktionsweise/leistungsbegrenzung-und-regelung>

[4.14] Abbildung 4.14 Prinzipdarstellung des Pitch-Effekts

<http://www.wind-energie.de/infocenter/technik/funktionsweise/leistungsbegrenzung-und-regelung>

[4.15] Abbildung 4.15 Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe über Grund bei  
verschiedenen Oberflächenrauigkeiten

Gregor Czich Diss0502

<http://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-200604119596/1/DissVersion0502.pdf>

[4.16] Abbildung 4.16 Windanalysekarte für die Steiermark

[https://iam2.tugraz.at/studio/s10\\_blog/?author=9](https://iam2.tugraz.at/studio/s10_blog/?author=9)

[4.17] Abbildung 4.17 Windgeschwindigkeiten an Land für Europa

<http://www.elite.tugraz.at/Jungbauer/4.htm>

- [4.18] Abbildung 4.18 Transport eines Turmsegments  
[http://www.ergo-nova.de/Fotos/08\\_tr\\_Turm.html](http://www.ergo-nova.de/Fotos/08_tr_Turm.html)
- [4.19] Abbildung 4.19 Konzepte mit Synchrongenerator (permanent- und fremderregt)  
<http://www.wind-energie.de/infocenter/technik/anlagenkonzepte/konzepte-mit-synchrongenerator-permanent-und-fremderregt>
- [4.20] Abbildung 4.20 Konzepte mit doppelt gespeisten Asynchrongenerator  
<http://www.wind-energie.de/infocenter/technik/anlagenkonzepte/konzepte-mit-doppelt-gespeisten-asynchrongenerator>
- [4.21] Abbildung 4.21 Inselanlage  
<http://www.wind-energie.de/infocenter/technik/anlagenkonzepte/inselanlagen>
- [4.22] Abbildung 4.22 Windgeschwindigkeiten auf See für Europa  
<http://www.windatlas.dk/europe/oceanmap.html>
- [4.23] Abbildung 4.23 Fundamentformen für Offshore Windkraftanlagen  
<http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/gruendungsstrukturen/projekte/54,143,60005,liste9.html>
- [4.24] Abbildung 4.24 Bautiefen der Fundamentformen für Offshore Windkraftanlagen  
[http://www.ecoprogram.com/fileadmin/user\\_upload/Pro-Bono-Untersuchungen/Pro-Bono-Untersuchung\\_Offshore-Windkraft\\_ecoprogram.pdf](http://www.ecoprogram.com/fileadmin/user_upload/Pro-Bono-Untersuchungen/Pro-Bono-Untersuchung_Offshore-Windkraft_ecoprogram.pdf)
- [4.25] Abbildung 4.25 Schwerkraftfundamentbau an Land  
<http://www.woodventure.de/windenergie/technik/fundament/schwerkraftfundament/>
- [4.26] Abbildung 4.26 Schwerkraftfundamenttransport  
<http://www.woodventure.de/windenergie/technik/fundament/schwerkraftfundament/>
- [4.27] Abbildung 4.27 Monopile-Fundament  
<http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=10236>
- [4.28] Abbildung 4.28 Jacket-Fundament  
<http://www.arcadis-ost-1.de/>
- [4.29] Abbildung 4.29 Tripod- Fundament  
<http://www.globaltechone.de/presse/aktuelles/baustart-beim-offshore-windpark-global-tech-i-23/>
- [4.30] Abbildung 4.30 Tripel- Fundament  
[http://www.hadel.net/autos/html/d\\_akt\\_csc\\_first\\_tripile\\_01.html](http://www.hadel.net/autos/html/d_akt_csc_first_tripile_01.html)
- [4.31] Abbildung 4.31 Bucket- Fundament  
<http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=10236>
- [4.32] Abbildung 4.32 Prinzip eines schwimmenden Fundamentes  
<http://www.gicon.de/geschaeftsbereiche/gte/sof.html>



[4.33] Abbildung 4.33 Versuchsanlage im Wellentest in der „Hamburgischen Schiffbau Versuchsanstalt“

<http://www.gicon.de/geschaeftsbereiche/gte/sof.html>

[4.34] Abbildung 4.34 Lage von Alpha Ventus

[http://de.wikipedia.org/wiki/Alpha\\_ventus](http://de.wikipedia.org/wiki/Alpha_ventus)

[4.35] Abbildung 4.35 Verwendete Fundamente bei Alpha Ventus

<http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/gruendungsstrukturen/projekte/54,143,60005,liste9.html>

[4.36] Abbildung 4.36 5M Anlage von REpower

<http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/die-windenergieanlagen-von-alpha-ventus/projekte/55,143,60005,liste9.html>

[4.37] Abbildung 4.37 M5000 Anlage von Areva Wind

<http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/die-windenergieanlagen-von-alpha-ventus/projekte/55,143,60005,liste9.html>

[4.38] Abbildung 4.38 Umspannwerk Alpha Ventus

<http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/netzanbindung/projekte/56,143,60005,liste9.html>

[4.39] Abbildung 4.39 Kabelverlegung mit dem Kabelschiff

<http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/netzanbindung/projekte/56,143,60005,liste9.html>

[4.40] Abbildung 4.40 Kabelbauarbeiten auf der Insel

<http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/netzanbindung/projekte/56,143,60005,liste9.html>

[4.41] Abbildung 4.41 Prinzip einer horizontal direct drilling Bohrung

<http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/214/56/143/60005/design1.html>

[4.42] Abbildung 4.42 Trasse über Norderney Festland

<http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/214/56/143/60005/design1.html>

[5.1] Abbildung 5.1 globale Entwicklung der Wasserkraft

[www.regenerative-zukunft.de/erneuerbare-energien-menu/wasserkraft](http://www.regenerative-zukunft.de/erneuerbare-energien-menu/wasserkraft)

[5.2] Abbildung 5.2 Schema des Flusskraftwerks in der Freudenu

[www.swsls.de/index.php?id=527](http://www.swsls.de/index.php?id=527)

[5.3] Abbildung 5.3 Schema eines Speicherkraftwerks in Kaprun

<http://gw.eduhi.at/programm/kol/oe1/energie/gw1020.jpg>

[5.4] Abbildung 5.4 Schema einer Kaplan-Turbine

<http://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/erzeugungsanlage/wasserkraft.html>

[5.5] Abbildung 5.5 Schema einer Francisturbine

<http://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/erzeugungsanlage/wasserkraft.html>

[5.6] Abbildung 5.6 Schema einer Pelton-Turbine und eines Laufrades mit Düsen

<http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Wasserkraft.aspx>

<http://www.ecopolisla.com/en/hydro-power/products/turbines/detail-pelton-turbine-hhp---v-54/>

[5.7] Abbildung 5.7 Flusskraftwerk Freudenau

<http://www.danubeday.at/donaukraftwerk-freudenau>

[5.8] Abbildung 5.8 Schema von Pumpspeicherkraftwerken

<http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Wasserkraft.aspx>

[5.9] Abbildung 5.9 Pumpspeicherkraftwerke in Österreich

<http://derstandard.at/1308679884765/Oberoesterreich-Entscheidung-ueber-erstes-Pumpspeicherkraftwerk-im-Sommer>

[5.10] Abbildung 5.10 380 kV Ringnetz

[http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Datei:Verbund\\_Netz\\_2011.jpg&filetimestamp=20111019081228](http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Datei:Verbund_Netz_2011.jpg&filetimestamp=20111019081228)

[5.11] Abbildung 5.11 Mögliches HGÜ Netz in Nordeuropa

<http://www.siemens.com/press/pool/de/events/2011/energy/2011-09-mallorca/presentation-niebage-d.pdf>

[6.1] Abbildung 6.1 Supraleitende Spule elektrische Energiespeicher

WS\_B2\_Energie\_vernichten\_oder\_was\_Beiispiel.pdf S.3

[http://www.technolog.at/files/WS\\_B2\\_Energie\\_vernichten\\_oder\\_was\\_Beiispiel.pdf](http://www.technolog.at/files/WS_B2_Energie_vernichten_oder_was_Beiispiel.pdf)

[6.2] Abbildung 6.2 Schema eines Supercaps

<http://www.physik.uni-wuerzburg.de/EP6/research-e.html>

[6.3] Abbildung 6.3 Direkter Zwei-Tank-Flüssig-Salz Speicher für Parabolrinnen-Kraftwerk

Thermische Speicher für solarthermische Kraftwerke Lainig S.14

[http://www.uni-](http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2011H/AKE2011H_Vortraege/AKE2011H_08H)

[saarland.de/fak7/fze/AKE\\_Archiv/AKE2011H/AKE2011H\\_Vortraege/AKE2011H\\_08H\\_off\\_ThermischeSpeicherung.pdf](http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2011H/AKE2011H_Vortraege/AKE2011H_08H_off_ThermischeSpeicherung.pdf)

[6.4] Abbildung 6.4 Indirekter Zwei-Tank Flüssig-Salz Speicher für Parabolrinnen-Kraftwerk

Thermische Speicher für solarthermische Kraftwerke Lainig S.7

[http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE\\_Archiv/AKE2011H/AKE2011H\\_Vortraege/AKE2011H\\_08H\\_off\\_ThermischeSpeicherung.pdf](http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2011H/AKE2011H_Vortraege/AKE2011H_08H_off_ThermischeSpeicherung.pdf)

[6.5] Abbildung 6.5 links Beton Feststoffspeicher in Almeria, rechts Restmodul am Gelände der UNI Stuttgart

speichertechnik nicht nur solarenergie pdf Lainig S.14

<http://www.stoffstrom.org/fileadmin/userdaten/dokumente/Solartagung/Vortraege/Lainig.pdf>

[6.6] Abbildung 6.6 Funktionsschema eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks: Links ist der zum Laden, rechts der zum Entladen vorgesehene Teil

[http://www.dlr.de/desktopdefault.aspx/tabid-6224/10236\\_read-22107/10236\\_page-3/](http://www.dlr.de/desktopdefault.aspx/tabid-6224/10236_read-22107/10236_page-3/)

[6.7] Abbildung 6.7 Isobares GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher

<http://www.haustechnikdialog.de/shkwissen/Showimage.aspx?ID=3481>

[6.8] Abbildung 6.8 Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal

[http://www.uni-weimar.de/Bauing/wbbau/studium/zusatz/exkursionen/gfxWW70/ww70\\_bild\\_01.jpg](http://www.uni-weimar.de/Bauing/wbbau/studium/zusatz/exkursionen/gfxWW70/ww70_bild_01.jpg)

[6.9] Abbildung 6.9 Schwungrad Merseburg

<http://www.welt.de/wissenschaft/article1806594/Strom-fuer-den-Notfall-speichern.html>

[6.10] Abbildung 6.10 Schema Redox-Flow-Batterie

<http://www.energie-zeitung.de/news/strom-auf-vorrat-mit-redox-flow-batterien.php>

[6.11] Abbildung 6.11 Schema Brennstoffzelle

[http://www.solaratlas.htwk-leipzig.de/solar\\_8\\_3.html](http://www.solaratlas.htwk-leipzig.de/solar_8_3.html)

[6.12] Abbildung 6.12 Synthetisches Methan Konzept

<http://www.weltderphysik.de/gebiete/technik/energie/gewinnungumwandlung/gas-aus-wind-und-sonne/>

[7.1] Abbildung 7.1 Schema Erwartete Einspeisemengen  
Skriptum Prof. Muhr

[7.2] Abbildung 7.2 Netzebenen

<http://nibis.ni.schule.de/~bfseta/e-learning/energietechnik/netzformen/netzformen.html>

[7.3] Abbildung 7.3 Vergleich der Kosten auf die Länge der Leitung bezogen

<http://wibke-brems.de/wp-content/uploads/2012/10/Abbildung8.png>

[7.4] Abbildung 7.4 Hybridmast Vergleich HGÜ mit HDÜ S.27  
[http://www.energietaege-niedersachsen.de/fileadmin/uploads/net2012/Fachforum1/Lutz\\_Hofmann\\_-\\_Fachforum\\_1.pdf](http://www.energietaege-niedersachsen.de/fileadmin/uploads/net2012/Fachforum1/Lutz_Hofmann_-_Fachforum_1.pdf)

[7.5] Abbildung 7.5 LCC\_HGÜ\_System  
Perspektiven der HGÜ-Technik –Overlaynetz(380 kV) S.3  
[http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH\\_Westermann\\_WS1\\_06052010.pdf](http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Westermann_WS1_06052010.pdf)

[7.6] Abbildung 7.6 VSC\_HGÜ\_System  
Perspektiven der HGÜ-Technik –Overlaynetz(380 kV) S.4  
[http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH\\_Westermann\\_WS1\\_06052010.pdf](http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Westermann_WS1_06052010.pdf)

[7.7] Abbildung 7.7 Schema eines Hybridschalters von ABB  
<http://www.energie-chronik.de/121115.htm>

[7.8] Abbildung 7.8 Wirtschaftlicher Vergleich von HGÜ-Kabel mit HDÜ-Kabel und HDÜ-Freileitung Vergleich HGÜ mit HDÜ S.14  
[http://www.energietaege-niedersachsen.de/fileadmin/uploads/net2012/Fachforum1/Lutz\\_Hofmann\\_-\\_Fachforum\\_1.pdf](http://www.energietaege-niedersachsen.de/fileadmin/uploads/net2012/Fachforum1/Lutz_Hofmann_-_Fachforum_1.pdf)

## Tabellenverzeichnis

- [1] Tabelle 1: Kennzahlen von Pumpspeichern  
Renews SpezialAusgabe 57 / Februar 2012.pdf  
<http://ebookbrowse.com/57-renews-spezial-strom-speichern-mar12-online-01-pdf-d399222682>
- [2] Tabelle 2: Einteilung der Speicher nach ihrer Art der Speicherung
- [3] Tabelle 3: Kennzahlen Supraleitender Spulen  
Renews SpezialAusgabe 57 / Februar 2012 S.15  
<http://ebookbrowse.com/57-renews-spezial-strom-speichern-mar12-online-01pdfd399222682>
- [4] Tabelle 4: Kennzahlen Supercaps Renews SpezialAusgabe 57 / Februar 2012 S.14  
<http://ebookbrowse.com/57-renews-spezial-strom-speichern-mar12-online-01pdfd399222682>
- [5] Tabelle 5: Kennzahlen Druckluftspeicher Renews SpezialAusgabe 57 / Februar 2012 S.11  
<http://ebookbrowse.com/57-renews-spezial-strom-speichern-mar12-online-01pdfd399222682>
- [6] Tabelle 6: Kennzahlen Schwungradspeicher Renews SpezialAusgabe 57 / Februar 2012 S.13  
<http://ebookbrowse.com/57-renews-spezial-strom-speichern-mar12-online-01pdfd399222682>
- [7] Tabelle 7: Verwirklichte Blei-Säure-Akkumulatoren Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung Sauer Dirk S.24  
[http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA4\\_06\\_Sauer\\_Optionsen\\_Speicher\\_layout.pdf](http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA4_06_Sauer_Optionsen_Speicher_layout.pdf)
- [8] Tabelle 8: Kennzahlen Blei-Säure-Akkumulatoren Renews SpezialAusgabe 57 / Februar 2012 S.17  
<http://ebookbrowse.com/57-renews-spezial-strom-speichern-mar12-online-01pdfd399222682>
- [9] Tabelle 9: Kennzahlen Lithium-Ionen-Akkumulatoren Renews SpezialAusgabe 57 / Februar 2012 S.18  
<http://ebookbrowse.com/57-renews-spezial-strom-speichern-mar12-online-01pdfd399222682>
- [10] Tabelle 10: Kennzahlen Redox-Flow-Batterien  
Renews SpezialAusgabe 57 / Februar 2012 S.20  
<http://ebookbrowse.com/57-renews-spezial-strom-speichern-mar12-online-01pdfd399222682>

[11] Tabelle 11: Kennzahlen Wasserstoffspeicher Renew's SpezialAusgabe 57 /  
Februar 2012 S.21

<http://ebookbrowse.com/57-renews-spezial-strom-speichern-mar12-online-01pdfd399222682>

[12] Tabelle 12: Technischer Vergleich von HGÜ mit HDÜ im Höchstspannungsnetz  
Vergleich HGÜ mit HDÜ S.13

[http://www.energietaegeniedersachsen.de/fileadmin/uploads/net2012/Fachforum1/Lutz\\_Hofmann\\_-\\_Fachforum\\_1.pdf](http://www.energietaegeniedersachsen.de/fileadmin/uploads/net2012/Fachforum1/Lutz_Hofmann_-_Fachforum_1.pdf)

Tabelle 13: Vergleich der unterschiedlichen Höchstspannungssysteme an einem  
Fallbeispiel



## Stichwortverzeichnis

- adiabaten Druckluftspeicher .....87  
Alpha Ventus3, 55, 61, 65, 66, 68, 69,  
117, 118  
Aufwindkraftwerk .....32, 115  
Blei-Säure-Akkumulatoren4, 91, 92,  
121  
Bucket Fundament .....62  
Clausius-Rankine-Prozess .....23  
CSP .....71  
Darrieus-Rotor .. 36, 37, 38, 39, 40, 115  
Der Stirling Prozess .....24  
Desertec ..... 10, 21, 33, 113, 115  
Dish-Stirling .....3, 22, 23, 30  
Ekman Schicht.....11  
Feststoffspeicher .....4, 86, 87, 119  
Flüssigsalzspeicher .....3, 85  
Francis-Turbine .....75, 76  
Freileitungen .....99, 105  
GIL.....105  
Gleichdruckturbinen.....75, 76  
Globalstrahlung .....8, 113  
GuD .....21, 29, 88, 95, 119  
HDÜ1, 4, 68, 99, 100, 103, 104, 108,  
112, 120, 121  
HGÜ1, 4, 33, 34, 68, 81, 99, 101, 102,  
103, 104, 106, 107, 108, 112, 119,  
120, 121  
Jacket .....60, 117  
Kabel41, 70, 72, 103, 104, 105, 106,  
120  
Kaplanturbine .....75  
Konzentrierende solarthermische  
Anlagen.....20  
Latentwärmespeicher .....4, 85, 87  
Laufwasserkraftwerke.....3, 77  
LCC-HGÜ .....101  
Linienkonzentrierende Kollektoren ...22  
Lithium Ionen Akkumulatoren .....4, 92  
Monopile .....59, 60, 61, 66, 117  
Nicht konzentrierende solarthermische  
Anlagen.....20  
Offshore3, 5, 71, 12, 43, 55, 57, 63,  
65, 68, 81, 88, 97, 107, 108, 110,  
117, 118  
Overlay-Netz.....98, 106  
Parabolrinnenkraftwerke.....25, 26, 109  
Pelton-Turbine .....75, 76, 118  
Photovoltaik .....5, 18, 19  
Physikalisches Modell..... 13  
Pitch-Effekts.....47, 116  
Prandtl Schicht..... 11  
Pumpspeicherkraftwerk17, 78, 89, 90,  
119, 120  
Pumpspeicherkraftwerke3, 4, 17, 78,  
79, 89, 118  
Punktkonzentrierende Kollektoren ... 22  
Redox-Flow-Batterien4, 82, 93, 94,  
121  
Ringnetz .....80, 119  
Savonius-Rotor .....37, 38, 40, 115  
*Schnelllaufzahl*.....41, 43, 44, 46  
Schwerkraftfundamente .....58, 66  
Schwimmendes Fundament ..... 63  
*Solarenergie* .....3, 7, 9, 10, 11, 18, 109  
Solarkonstante  $E_0$ ..... 8  
Solarthermie ..... 19, 97, 108, 109, 122  
Solarturmkraftwerke mit offenem  
volumetrischen Receiver ..... 28  
Solarturmkraftwerke mit  
volumetrischem Druckreceiver ..... 29  
Solarturmkraftwerken..... 28  
Sonnenenergie5, 9, 10, 16, 18, 20, 22,  
108, 113  
*Speicherung*1, 3, 32, 52, 73, 82, 83,  
89, 96, 107, 108, 112, 115, 121  
Stall-Effekts.....46, 47, 116  
Statistisches Modell ..... 13  
Supergrid .....4, 97, 98, 100, 108  
Synthetisches Methan ....4, 82, 96, 120  
Tripod .....61, 66, 117  
Überdruckturbinen ..... 75  
UHV-Systemen ..... 98  
VSC-HGÜ ..... 101  
*Wasserkraft*1, 3, 5, 16, 17, 73, 80, 97,  
108, 111, 113, 118  
Wasserstoff.....26, 28, 30, 33, 95, 96  
WEA ..... 5  
*Windenergie*3, 11, 12, 13, 14, 34, 37,  
48, 55, 81, 87, 108, 109, 110, 115,  
116

## Index

- Adiabatic compressed air storage ....87  
Alpha Ventus3, 55, 61, 65, 66, 68, 69,  
117, 118  
Solar chimnez power plant .....32, 115  
Lead-acid batteries .....4, 91, 92, 121  
Bucket foundation.....62  
Clausius-Rankine-Process .....23  
CSP .....71  
Darrieus-Rotor ..36, 37, 38, 39, 40, 115  
The Stirling Process .....24  
Desertec ..... 10, 21, 33, 113, 115  
Dish-Stirling .....3, 22, 23, 30  
Ekman layer.....11  
Solid storage.....4, 86, 87, 119  
Molten salt storage .....3, 85  
Francis-Turbine .....75, 76  
Overhead line .....99, 105  
GIL.....105  
Constant pressure turbine .....75, 76  
Global solar radiation.....8, 113  
GuD .....21, 29, 88, 95, 119  
HDÜ1, 4, 68, 99, 100, 103, 104, 108,  
112, 120, 121  
HGÜ1, 4, 33, 34, 68, 81, 99, 101, 102,  
103, 104, 106, 107, 108, 112, 119,  
120, 121  
Jacket .....60, 117  
Popwer cable41, 70, 72, 103, 104,  
105, 106, 120  
Kaplanturbine .....75  
Concentrating solar thermal plants ...20  
Latent heat storage.....4, 85, 87  
River power plant.....3, 77  
LCC-HGÜ .....101  
Line concentrating collectors .....22  
Lithium Ionen accumulators.....4, 92  
Monopile .....59, 60, 61, 66, 117  
Not concentrating solar thermal plants  
.....20  
*Offshore*3, 5, 71, 12, 43, 55, 57, 63,  
65, 68, 81, 88, 97, 107, 108, 110,  
117, 118  
Overlay-grid .....98, 106  
Parabolic trough power plants25, 26,  
109  
Pelton-Turbine .....75, 76, 118  
Photovoltaic .....5, 18, 19  
Physical model..... 13  
Pitch-Effect .....47, 116  
Prandtl layer..... 11  
Pumped storage hydropower plant. 17,  
78, 89, 90, 119, 120  
3, 4, 17, 78, 79, 89, 118  
Point concentrating collectors ..... 22  
Redox-Flow- batteries4, 82, 93, 94,  
121  
Ring grid .....80, 119  
Savonius-Rotor.....37, 38, 40, 115  
Tip speed ratio .....41, 43, 44, 46  
Gravity foundations  
58, 66  
Floating foundation ..... 63  
Solar energy .....3, 7, 9, 10, 11, 18, 109  
Solar constant  $E_0$  ..... 8  
Solar heat ..... 19, 97, 108, 109, 122  
Solar Tower power plants with an open  
volumetric receiver ..... 28  
Solar Tower power plants with volumetric  
pressure receiver..... 29  
Solar Tower power plants ..... 28  
Solar energy.....  
5, 9, 10, 16, 18, 20, 22, 108, 113  
*Storage*...1, 3, 32, 52, 73, 82, 83, 89,  
96, 107, 108, 112, 115, 121  
Stall-Effect .....46, 47, 116  
Statistical model..... 13  
Supergrid .....4, 97, 98, 100, 108  
Synthetic Methan .....4, 82, 96, 120  
Tripod .....61, 66, 117  
Reaction turbine..... 75  
UHV-Systems ..... 98  
VSC-HGÜ ..... 101  
Hydro power...1, 3, 5, 16, 17, 73, 80,  
97, 108, 111, 113, 118  
Hydrogen .....26, 28, 30, 33, 95, 96  
WEA ..... 5  
Wind energy .....3, 11, 12, 13, 14, 34,  
37, 48, 55, 81, 87, 108, 109, 110,  
115, 116