

1 Wind

- resultiert aus Druckunterschieden (durch Temperaturunterschiede) von Luftmassen
→ Druckgradientenkraft $F = -\Delta p \cdot A$
- durch unterschiedliche Sonneneinstrahlung Luft über Äquator stärker erwärmt als über den Polen
- resultierende Dichteunterschiede lassen Luft am Äquator aufsteigen und an den Polen absinken
- Bewegung von Luftteilchen aus Hoch- in Tiefdruckgebiet um Luftdruck auszugleichen (Massenstrom $\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v$)
- Zirkulationsströmung entsteht, auf welche die Corioliskraft zusätzliche seitliche Kräfte ausübt ($\vec{F}_C \sim \vec{v} \times \vec{\omega}$)
- kinetische Energie in strömenden Luftmassen
- Wind an Küste: morgens aufländiger Wind (Erde erwärmt sich schneller als Wasser), abends umgekehrt
- am Erdboden hohe Turbulenzen, weiter oben geostrophischer Wind (reibungsfreie Luft)
- Reibung durch Berge und Täler
- Annäherung Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten durch Weibull-Verteilung
- starke Druckunterschiede führen zu starken Luftbewegungen und damit starken Winden

geostrophischer Wind:

- parallel zu Isobaren
- oberhalb der Bodenreibungsschicht (freie Atmosphäre, keine Reibung)
- nur horizontaler Druckgradient
- Bildung durch Gleichgewicht von Druckgradienten- und Corioliskraft

2 physikalische Grundlagen

Luftdichte:

$$\rho \sim \frac{p}{T}$$

$$p \sim h$$

Auftriebskraft:

$$F_A = c_A \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^2$$

Widerstandskraft:

$$F_W = c_W \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^2$$

Strömungswiderstandskoeffizient c_W :

proportionales Maß für den Luftwiderstand eines Körpers

eindimensionale Stromfadentheorie:

- Stromfaden: Rohr mit Verjüngung
- mit Windgeschwindigkeit in der Rotorebene c , Rotorkreisfläche A , Luftdichte ρ
- Kontinuitätsgleichung: $\dot{m} = A \cdot c \cdot \rho$ aus $m = V \cdot \rho$
- Energiegleichung: $P = \frac{dE_{kin}}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} \cdot m \cdot c^2 \right) = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot c^3$
- Impuls-Gleichung: $\iota = m \cdot c \Rightarrow \frac{d\iota}{dt} = A \cdot \rho \cdot c^2$

Betz-Impulstheorie:

- ideales Windrad
- luftdurchströmte Scheibe
- entzieht der Luft Energie *ohne* Verwirbelungen (Drall-Verluste) → nicht realitätsnah
- es resultiert der Betz'sche Leistungsbeiwert c_P

Betz-Faktor/Leistungsbeiwert c_P :

- $c_P = \frac{P_{entnommen}}{P_{vorhanden}}$ mit $P_{entnommen} = P_{vor} - P_{hinter}$
- gibt an, wie viel der im Wind enthaltenen Leistung durch die Windenergieanlage entnommen wird
- wesentlich durch das Rotorblattprofil bestimmt
- abhängig von der Rotorblattstellung zur Windrichtung
- $c_{P,max} = \frac{16}{27} \approx 0,593$ bei $v_{hinter} = \frac{1}{3} \cdot v_{vor}$ und $v_{an} = \frac{2}{3} \cdot v_{vor}$
- typisch: $c_P = 0,4$ bis $0,5$
- vollständiger Leistungsentzug ($c_P = 1$) würde zu Luftstau führen, daher nicht möglich
- Maximalwert nicht erreicht wegen zusätzlichen
 - Tip-Verlusten (durch Druckausgleich an Blattspitze)
 - Drall-Verlusten (durch abströmende Luftsäule)
 - Profil-Verlusten (durch Luftreibung)

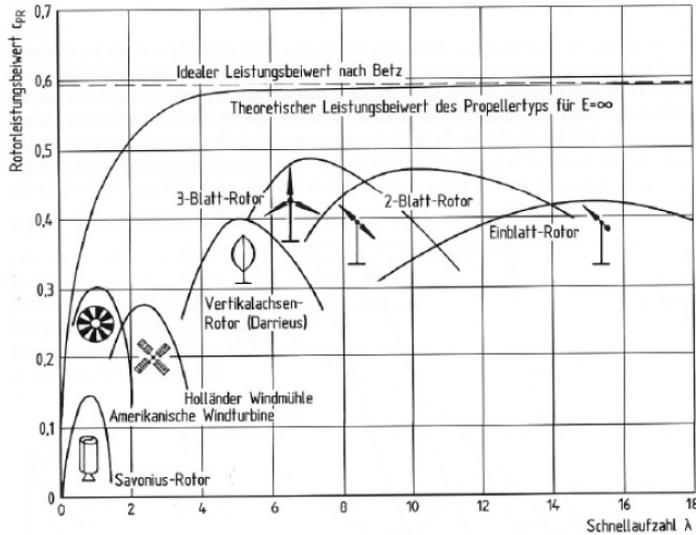
Verzögerung der Luftbewegung:

- viele langsam bewegte Rotorblätter (hohes Drehmoment)
- wenige schnell rotierende Rotorblätter (besserer Leistungsbeiwert)

¹Quellen: Folienskript zur Vorlesung, S. Heier: Windkraftanlagen, K. Heuck et al.: Elektrische Energieversorgung, A. Schwab: Elektroenergiesysteme, Prüfungsprotokolle FSET, Wikipedia, Google-Suche

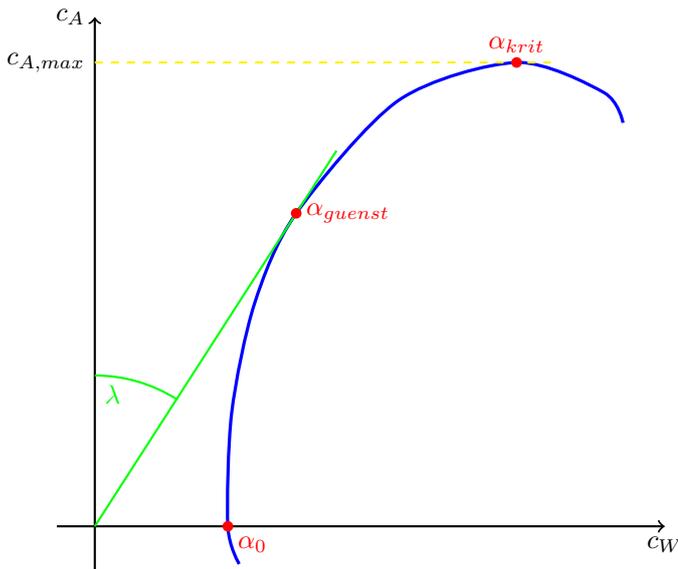
Schnellaufzahl:

$$\lambda = \frac{v_{Umfang,Blattspitze}}{v_{Rotorebene}} = \frac{u}{c} \text{ mit } u = r \cdot \omega$$



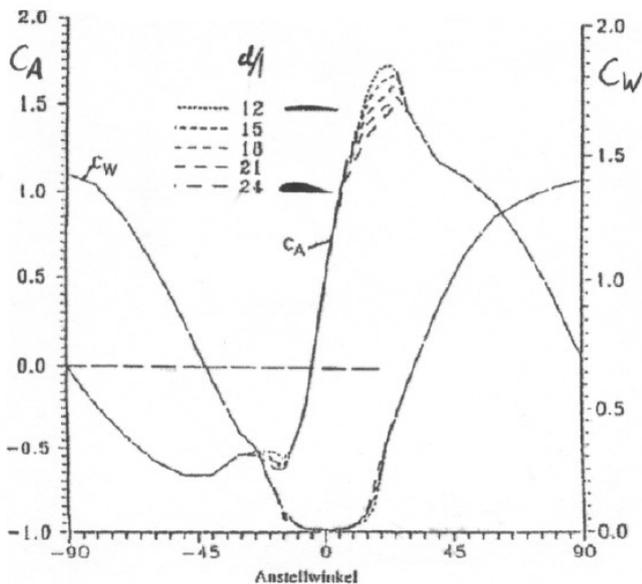
Gleitzahl:

- $\varepsilon = \frac{c_A}{c_W}$ (Auftriebsbeiwert / Widerstandsbeiwert)
- bestimmt die Güte des Blattes (abhängig vom Blattprofil und Anstellwinkel)
- geringere Luftwiderstandsverluste bei größerer Gleitzahl
- Gleitwinkel $\lambda = \arctan\left(\frac{1}{\varepsilon}\right)$ (Gleitzahl maximal)



- Nullanstellwinkel α_0 : keine Auftriebskraft, nur Widerstandskraft
- günstigster Anstellwinkel α_{guenst} : $\frac{c_A}{c_W}$ maximal
- kritischer Anstellwinkel α_{krit} : c_A maximal, später Zusammenbruch des Auftriebs

Auftriebsbeiwert c_A und Widerstandsbeiwert c_W über dem Anstellwinkel α :



- bei $\alpha = 0^\circ$: $c_A > 0$ und $c_W = 0$
- ab $\alpha > 20^\circ$: c_W steigt stark an
- bei $\alpha \approx 30^\circ$: c_A maximal
- bei $\alpha = \pm 90^\circ$: $c_A \approx 0$ und c_W maximal
- Active-Stall-Regelung zu größeren Anstellwinkeln α hin
- Pitch-Regelung zu kleineren Anstellwinkeln α hin

3 Aerodynamik des Rotors

konstruktiver Aufbau:

- Luv: Turbine vor dem Turm
- Lee: Turbine hinter dem Turm (passive Windrichtungsnachführung, aber auch Turmschatten)
- 3 Rotorblätter bewährt, da: ruhiger Lauf, leiser, einfacher zu fertigen
- horizontale Achse vorteilhafter als vertikale: Anlaufverhalten, Regelbarkeit
- ausreichende Steifigkeit und Festigkeit der schnelllaufenden Turbine (glas- oder kohlefaserverstärkte Materialien)
- Belastung der Rotorblätter durch Maximalwert der Umfangsgeschwindigkeit (an der Blattspitze) bestimmt

Windenergieumwandlung durch:

- Widerstandsflächen: Energieentzug aber nur gering, Widerstandsläufer mit $\lambda_{max} = 1$
- Nutzung des Auftriebes, Dreiblatt-Auftriebsläufer mit $\lambda \approx 7$

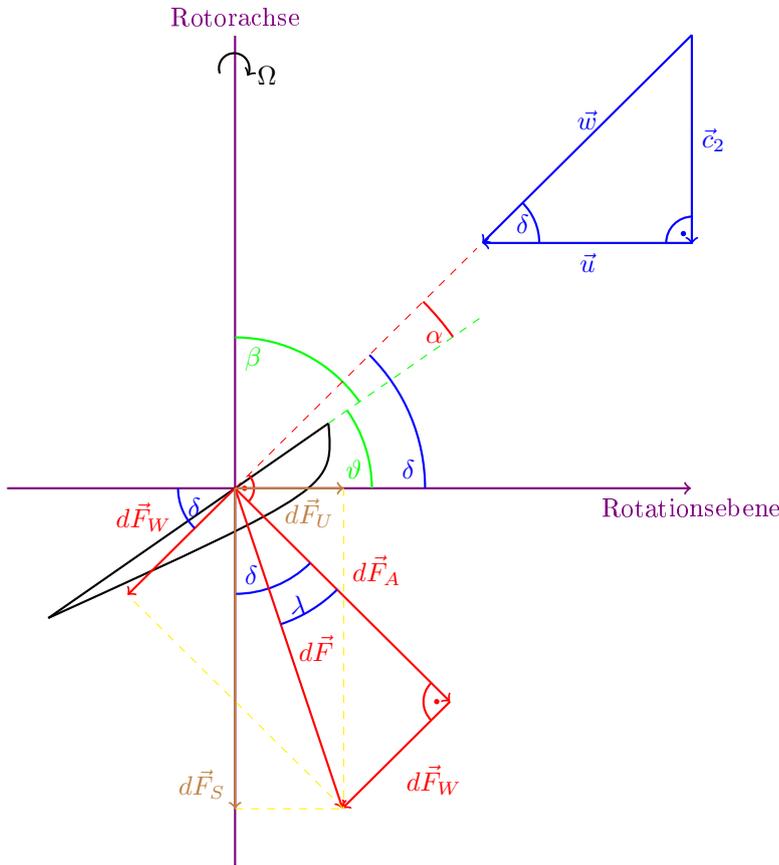
Schichten des Rotorblattes:

- glatte Oberflächenschicht für Witterungsschutz
- glas- oder kohlefaserverstärkter Epoxidharz für Strukturfestigkeit und Steifigkeit
- Hartschaum und Balsaholz als Kern

Nutzung der Auftriebskraft $d\vec{F}_A$:

- Luftströmung am Rotorflügel
- Überdruck an Flügelunterseite (kürzere Strecke)
- Unterdruck (Sog) an Flügeloberseite (längere Strecke)
- tangentielle Komponente der Auftriebskraft bewirkt Drehung der Rotorflügel in Richtung der Flügeloberseite

Geschwindigkeiten, Winkel und Kräfte am Rotorelement:



- Umfangsgeschwindigkeit: \vec{u}
- Windgeschwindigkeit Rotorebene: \vec{c}_2
- resultierende Anströmgeschwindigkeit: \vec{w}
- Blattstellwinkel zur Rotorachse: β
- Blattstellwinkel zur Rotationsebene: ϑ
- Anstellwinkel: α
- Anströmwinkel zur Rotationsebene: δ
- Auftriebskraft: $d\vec{F}_A$
- Widerstandskraft: $d\vec{F}_W$
- resultierende Kraft: $d\vec{F}$
- antreibende Kraft: $d\vec{F}_U$
- belastende Kraft: $d\vec{F}_S$

Rotorblatt:

- Anströmgeschwindigkeit \vec{w} steigt mit zunehmendem Abstand zur Rotornabe, da $u \sim r$
- Verwindung des Rotorblattes um überall gleichen Anströmwinkel zu erreichen
- daher für jeden Rotorblattabschnitt spezielles, optimales Profil
- Profil wird zur Blattspitze hin schmaler
- aus dem Anstellwinkel α resultieren c_A und c_W und somit $d\vec{F}_A$ und $d\vec{F}_W$
- somit Regelung der Leistungsaufnahme über den Blattstellwinkel möglich
- Sturmsicherung bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten

4 Teillastverhalten

Windrichtungsnachführung:

- sehr langsam um Rotorblätter nicht zu überlasten
- Drehen der Turbinenrotationsebene zur Begrenzung der Leistungsaufnahme
- Verringerung der effektiven Durchströmfläche
- passive Nachführung (Windrichtungsfahne) nur bei kleinen Luv-Anlagen
- selbstausschaltende Lee-Anlagen eher selten
- aktive Nachführung mit Azimutantrieb (auch zum Anlagenschutz hochtouriger Anlagen)

Rotorblattverstellung:

- schneller Eingriff zur kurzfristigen Anpassung der Energieaufnahme aus dem Wind

Leistungsregelung Windenergieanlage:

- Einschalten ab $2,5 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ bis $4 \frac{\text{m}}{\text{s}}$
- Bemessungsleistung bei $11,5 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ bis $14 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ erreicht
- Leistungsbegrenzung bis Abschaltwindgeschwindigkeit bei $18 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ bis $25 \frac{\text{m}}{\text{s}}$
- Ziel: maximale Ausbeutung der Windenergie im Teillastbereich

Möglichkeiten Drehzahlregelung:

- konstante Drehzahl im gesamten Betriebsbereich ohne Anpassung an Windbedingungen (keine optimale Ausbeute)
- Anpassung an Windbedingungen mit zwei Drehzahlstufen
- variable Drehzahlanpassung im gesamten Leistungsbereich (optimale Ausbeute)

Drehzahländerung der Turbine:

- bei konstanter Generatordrehzahl durch Variation der Getriebeübersetzung
- bei variabler Generatordrehzahl mit Frequenzumrichter

Turbinenleistung über Windraddrehzahl...

- in maximalen Bereich bringen (abhängig von der Windgeschwindigkeit)
- auf gegebene Anforderung bringen

Begrenzung der abgegebenen Leistung:

- Passive-Stall
- Active-Stall-Regelung
- Pitch-Regelung

Passive-Stall:

- Asynchrongenerator hält nahezu konstante Drehzahl, somit konstante Umfangsgeschwindigkeit
- starr befestigte Rotorblätter
- Windüberangebot (hohe Windgeschwindigkeit) sorgt für großen Anstellwinkel α , der folgende Strömungsabriss für einen schlechten Leistungsbeiwert, somit geringere Energieaufnahme aus dem Wind
- Leistungsaufnahme somit passiv begrenzt
- Normalbetrieb: hohe Auftriebswerte, geringe Widerstandswerte
- gewisse Trägheit, daher bei Böen Leistungsspitzen, aber wegen konstanter Drehzahl dann ein höheres Drehmoment
- Leistungscharakteristik der Anlage durch Konstruktion weitestgehend festgelegt
- keine gezielten Eingriffe in den Energiefluss möglich
- Stillsetzen über Tip-Bremse (verstellbare Blattspitze)
- höhere Lärmemissionen

Active-Stall-Regelung:

- aktive Beeinflussung der abgegebenen Turbinenleistung
- durch Winkelverstellung der Rotorblätter zu größerem β (Flügelunterseite in den Wind drehen) gezielt Strömungsabriss herbeiführen um die Turbinenleistung zu senken (Anstellwinkel α vergrößert sich)
- kleinere β führen aus dem Strömungsabriss heraus und zu einer Leistungserhöhung
- Strömungsabriss: Auftriebsbeiwert sinkt stark, Widerstandsbeiwert steigt
- Verfahren verringert Leistungsspitzen, aber noch immer höhere mechanische Belastungen im Antriebsstrang
- Tip-Bremse um Rotor bei Lastabwurf gegen Überdrehzahl zu schützen
- alternativ: Drehzahländerung um \bar{u} zu beeinflussen, wodurch der gleiche Effekt eintritt

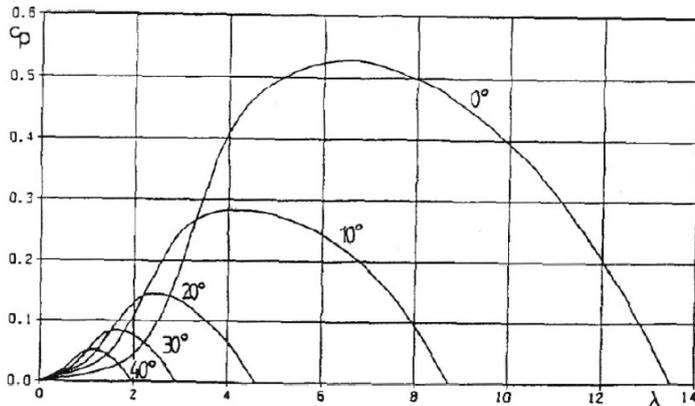
Pitch-Regelung:

- Regelung der Leistungsaufnahme durch windgeschwindigkeitsabhängige Anpassung des Anstellwinkels der Rotorblätter
- Vorderkante Rotorblatt in Windanströmung \vec{c} drehen, geringerer Anstellwinkel α führt zu geringerem c_A
- kleinerer Blatteinstellwinkel β führt zu niedrigerer Turbinenleistung (da geringere Auftriebskraft)
- größerer Blatteinstellwinkel β führt zu höherer Turbinenleistung
- Pitchwinkel: Abweichung vom Gleitwinkel
- schnelle Drehung, entgegengesetzt zur Active-Stall-Regelung
- träge, regelt keine kurzzeitigen Böen aus
- bei sehr hohen Leistungsbereichen eingesetzt

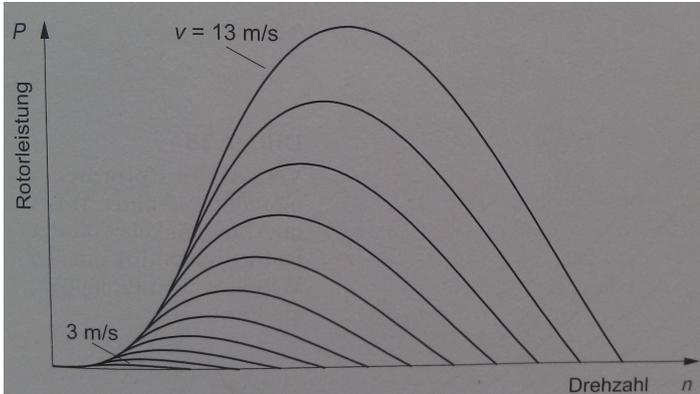
Pitchwinkel in Abhängigkeit der Windstärke:

- sehr schwacher Wind ($< 4 \frac{m}{s}$): Fahnenstellung (90°), keine Leistungserzeugung
- normaler Wind ($4 \frac{m}{s}$ bis $12 \frac{m}{s}$): optimalen Arbeitspunkt fahren für maximal mögliche Leistungserzeugung
- Starkwind ($12 \frac{m}{s}$ bis $25 \frac{m}{s}$): Begrenzung der Leistungsabgabe auf Nennleistung, steigender Pitchwinkel mit steigender Windgeschwindigkeit (0° bis ca. 30°)
- Sturm ($> 25 \frac{m}{s}$): Abschaltung, Fahnenstellung (Pitchwinkel 90°) bricht den Auftrieb ab

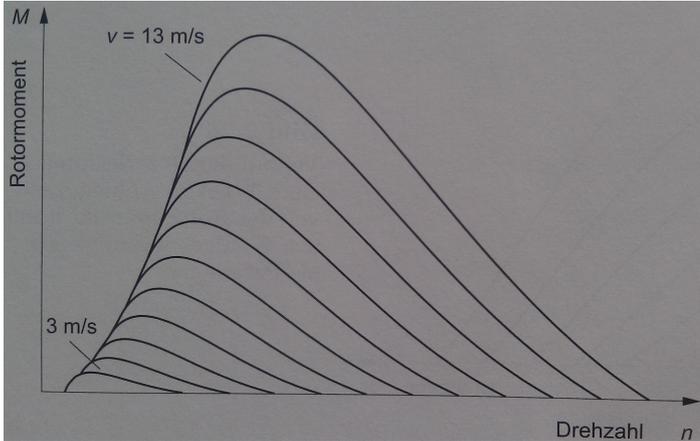
Leistungsbeiwert c_p über der Schnelllaufzahl λ für verschiedene Pitchwinkel:



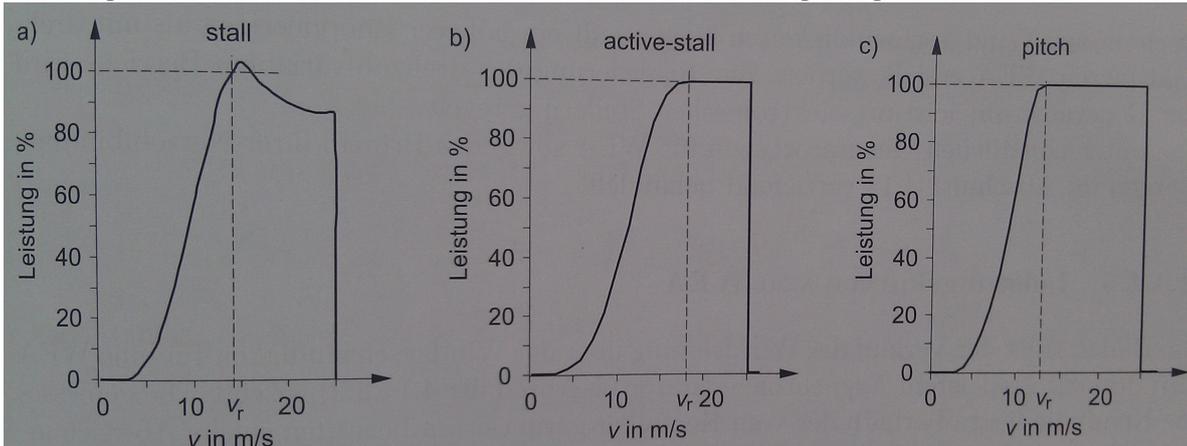
Rotorleistung P über der Drehzahl n für verschiedene Windgeschwindigkeiten v :



Rotormoment M über der Drehzahl n für verschiedene Windgeschwindigkeiten v :



Leistung bei Passive-Stall sowie Active-Stall- und Pitch-Regelung:



5 Mechanisch-elektrische Energiewandlung durch Generatoren

- drehzahlnachgiebige, möglichst nicht starr gekoppelte mechanisch-elektrische Wandlerysteme
- durch völlige Entkopplung von Generator Drehzahl und Netzfrequenz größere Effektivität im Teillastbetrieb
- kleine Anlaufmomente um auch bei niedrigen Windgeschwindigkeiten Energie liefern zu können
- geringe Generatorverluste für hohe Wirkungsgrade

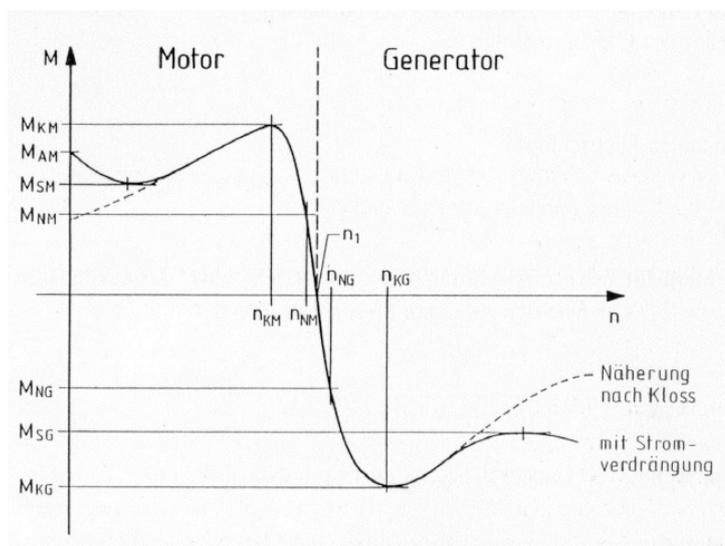
$$P_{mech} = M \cdot \Omega = M \cdot 2\pi \cdot n$$

5.1 Gleichstromgenerator

- nahezu beliebige Drehzahl
- aber nur geringe Leistung
- wartungsintensiv
- teuer

5.2 Asynchrongenerator

- Rotor schlüpft mit etwas höherer Drehzahl als das Stator Drehfeld
- durch Schlupf $s = \frac{f_2}{f_1}$ keine aufwendige Synchronisierung notwendig (Selbstsynchronisierung)
- Schlupf aus Stabilitätsgründen aber begrenzt (Kippmoment)
- daher nur Drehzahlen nahe der Netzfrequenz damit der Schlupf nicht zu groß wird
- Blindleistung (für Magnetisierungsstrom) nicht beeinflussbar, also Leistungsfaktor nicht beliebig regelbar
- keine Schwarzstartfähigkeit wegen des Blindleistungsbedarfes
- keine Momentenpendelungen
- Windschwankungen werden in das Netz als Spannungsschwankungen übertragen
- Kurzschlussläufer robuster/wartungsärmer als Schleifringläufer
- höherpolig → größere Elastizität (weniger starre Kopplung von Generator und Netz)
- Ströme nur in einem Quadranten (induktiv)



Motorbetrieb:

M_{AM} :	Anlaufmoment
M_{SM} :	Sattelmoment
M_{KM} :	Kippmoment
M_{NM} :	Nennmoment
n_{KM} :	Kippdrehzahl
n_{NM} :	Nenn Drehzahl

Generatorbetrieb:

M_{NG} :	Nennmoment
M_{KG} :	Kippmoment
M_{SG} :	Sattelmoment
n_{NG} :	Nenn Drehzahl
n_{KG} :	Kippdrehzahl

5.3 Synchrongenerator

- nur synchroner Betrieb möglich
- bei Schwankungen der Windgeschwindigkeit (Leistungsschwankung) Änderung des Polradwinkels ϑ
- aus Stabilitätsgründen $\vartheta < 90^\circ$
- für optimalen Betriebspunkt beliebige Drehzahlen und damit Spannungsfrequenzen notwendig
- daher Frequenzumrichter mit Gleichstromzwischenkreis
- Umrichter für volle Bemessungsscheinleistung auszulegen
- bei gegebener Erregung schwarzstartfähig (Batterie, Hilfserrergermaschine, Permanenterregung)
- Leistungsfaktor über Erregung oder Umrichter regelbar
- Ströme in zwei Quadranten (induktiv und kapazitiv)

5.4 Energiewandler-Systeme

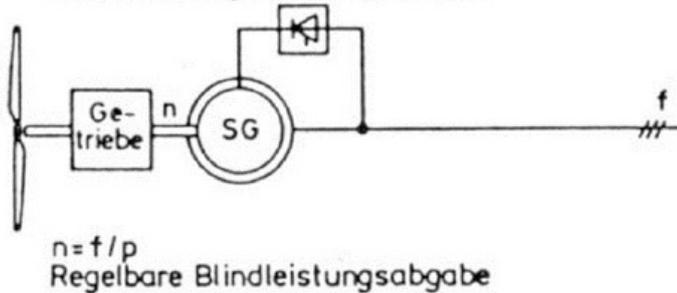
dynamische Drehmomente:

- Synchrongenerator:
 - Gleichstromzwischenkreis begrenzt Ströme bzw. Momente
- Asynchrongenerator:
 - motorischer Hochlauf begrenzt Anlaufströme
 - Synchronisationseinrichtungen
 - Sanftanlauf über Thyristorsteller

5.4.1 drehzahlfester Synchrongenerator mit direkter Netzkopplung

- kleine, ältere Anlagen
- heute nicht mehr genutzt
- Vorteile:
 - Einfachheit
 - Erregerstrom regelt Blindleistung
 - Inselbetrieb möglich
- Nachteile:
 - nur geringe Polradwinkel möglich
 - kippt bei großen Laststößen
 - Synchronisierung mit Netz notwendig
 - starre Netzkopplung

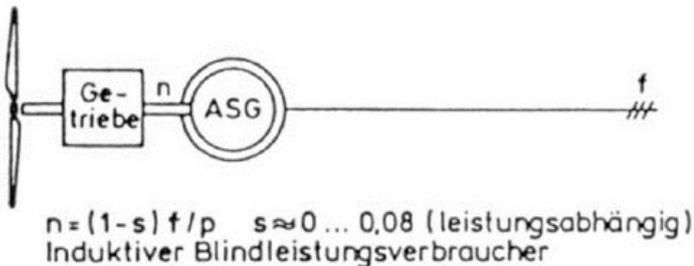
g) Direkte Netzkopplung
(übliche Anlage für Alleinbetrieb)



5.4.2 Asynchrongenerator mit direkter Netzkopplung

- kleine Anlagen
- schon lange im Einsatz
- für Passive-Stall
- Vorteile:
 - preiswert und wartungsarm
 - bei kleiner Leistung keine Synchronisierung notwendig, bei größerer Leistung sanftes Aufschalten
- Nachteile:
 - starre Netzkopplung

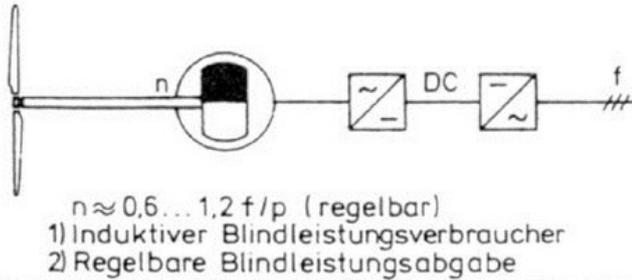
a) Direkte Netzkopplung
(übliche Anlage für Netzbetrieb)



5.4.3 permanenterregter Synchrongenerator ohne Getriebe

- große Polpaarzahl wegen langsamer Rotordrehzahl
- Frequenzumrichter benötigt

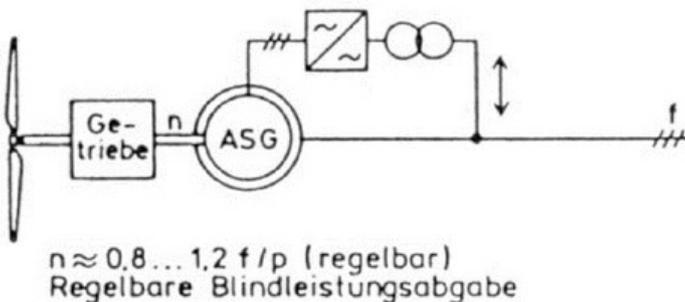
k) Netzkopplung über Gleichstromzwischenkreis
 1) mit Thyristorwechslr. 2) mit Pulswechselrichter



5.4.4 doppeltgespeister Asynchrongenerator

- große Bedeutung für Windenergieanlagen
- Direktumrichter am Rotor aus dem Netz gespeist
- erzeugt am Stator netzsynchrones Spannungssystem f_1 (50 Hz)
- entsprechende Regelung der Frequenz des Direktumrichters abhängig von der variablen Rotorfrequenz
- untersynchroner Generatorbetrieb ($n < n_1$):
 - gleichsinnige Drehfeldrichtung
 - einzustellende Rotorfrequenz $f_2 = f_1 - p \cdot n > 0$
 - Schlupf $s > 0$
 - Umrichter bezieht ($P_2 \sim s > 0$)
- übersynchroner Generatorbetrieb ($n > n_1$):
 - unterschiedliche Drehfeldrichtung
 - einzustellende Rotorfrequenz $f_2 < 0$
 - Schlupf $s < 0$
 - Umrichter speist ein ($P_2 \sim s < 0$)
- wenn maschinenseitiger Wechselrichter als reiner Gleichrichter, dann nur untersynchroner Betrieb möglich (untersynchrone Stromrichter-kaskade)
- Verringerung der Statorblindströme über Vergrößerung des Rotorstromes (Magnetisierungsblindleistung nicht nur vom Stator gedeckt wie beim Käfigläufer)
- Vorteile:
 - drehzahlvariabler Betrieb (Drehzahlen unter- oder übersynchron)
 - $\pm 15\%$ Drehzahlelastizität (begrenzter Drehzahlbereich)
 - unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung (Netzstützung möglich) über feldorientierte Regelung
 - Umrichter nur für Rotorleistung ($\frac{1}{3}$ Maschinenleistung) zu dimensionieren (geringere Kosten und Verluste)
 - Vereinigung betrieblicher Vorteile von Asynchrongenerator und Synchrongenerator
- Nachteile:
 - Schleifringe benötigen Wartung
 - sensibel gegenüber Netzstörungen

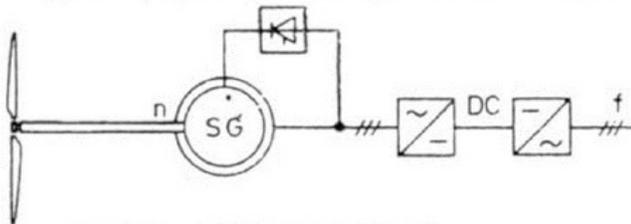
f) Doppeltgespeister Asynchrongenerator



5.4.5 Synchrongenerator ohne Getriebe (Enercon-Prinzip)

- für Enercon E-40 Anlagen entwickelt
- 84 Pole, $D = 48 \text{ m}$, $n = 38 \frac{1}{\text{min}}$, $P = 500 \text{ kW}$, $f = 16\frac{2}{3} \text{ Hz}$, $\eta = 94 \%$
- hohe Polpaarzahl
- Dioden-Gleichrichter am Stator
- Thyristor-Gleichrichter für den Rotor
- mehrere Umrichter parallel um die große Leistung zu führen, dadurch auch Redundanz
- Vorteile:
 - drehzahlvariabel
 - über den Wechselrichter Blindleistungsregelung möglich
 - wegen Gleichstromzwischenkreis keine Oberwellen
 - geringer Wartungsaufwand
 - hohe Lebensdauer
 - elektrische Regelung schneller und verschleißärmer als Blattverstellung und Getriebe
- Nachteile:
 - Generatorkühlung notwendig
 - hohes Gewicht
 - hohe Drehmomente
 - Umrichter für volle Leistung auszulegen

j) Netzkopplung über Gleichstromzwischenkreis
1) mit Thyristorwechslr. 2) mit Pulswechselrichter



$n \approx 0,5 \dots 1,2 f/p$ (regelbar)
1) Induktiver Blindleistungsverbraucher
2) Regelbare Blindleistungsabgabe

6 Umrichtersysteme

- Entkopplung der mechanischen Drehzahl von der elektrischen Netzfrequenz
- dynamisch wirksame Drehmomentbegrenzung

Vorteile:

- hohe Dynamik
- höhere Energieerträge
- Triebstrangentlastungen
- verlustarme Energiewandlung
- verschleißfrei
- geringer Wartungsaufwand
- kleines Volumen und Gewicht

Nachteile:

- Oberschwingungen (Filter benötigt)
- geringer Leistungstransport pro Einheit
- Umwandlungsverluste, die durch höhere Energieerträge gedeckt werden müssen

Parallelbetrieb von Umrichtern:

- Aufteilung der Leistung
- Teilabschaltung im Teillastbereich
- Redundanz (bei reduzierter Maximalleistung)
- Kostenreduktion durch Einsatz gleicher Moduleinheiten
- teilweise Auslöschung der Netzurückwirkungen

Leistungshalbleiter:

- elektrisch ansteuerbare, schnelle Schalter
- Stromführung nur in eine Richtung
- Diode: ungesteuerter Gleichrichter, Schutz- und Hilfsfunktionen
- Thyristor: Zündung durch Stromimpuls an Gate, leitet solange positiver Stromfluss
- GTO-Thyristor: nach Zündung durch großen negativen Stromimpuls löscherbar, Freilaufzweig benötigt
- IGBT: schnelles Schalten, geringe Steuerleistung, Überströme selbsttätig begrenzt, leitet bei anliegender Gate-Spannung

Varianten Stromrichter:

- fremdgeführt oder selbstgeführt
- fremdgetaktet oder eigengetaktet

Pulszahl:

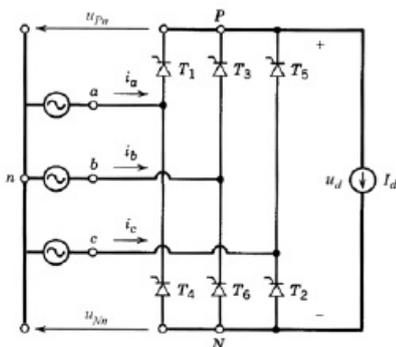
Anzahl der Sinuskappen der ungeglätteten Gleichspannung

Steuerwinkel:

- Zündzeitpunkt $\alpha = \omega \cdot t_V$
- Freiwerdezeit beachten um selbstständiges Wiederzünden zu vermeiden (Trittgrenze $\alpha_{max} = 150^\circ$)

sechspulsige Drehstrom-Brückenschaltung:

- weit verbreitet
- Gleichrichterbetrieb für $0^\circ \leq \alpha \leq 90^\circ$
- Wechselrichterbetrieb für $\alpha > 90^\circ$
- Spannungsumkehr möglich
- für Stromumkehr antiparallel angeordnete Ventile benötigt



Kommutierung:

- Stromübergabe zwischen den Ventilen
- Lückbetrieb: stromführendes Ventil gelöscht bevor nächstes Ventil gezündet wird, Gleichstrom hat dann Lücken
- Kommutierungsbetrieb: während zu löschendes Ventil noch Strom führt bereits zweites Ventil zünden, vorübergehender Kurzschluss, der aber den Betriebsstrom nicht überschreitet

Netzführung:

- Steuerblindleistung: durch Verzögerung des Stromflusses gegenüber der Netzspannung um den Steuerwinkel α
- regelungstechnische Eingriffe nur zu wenigen diskreten Zeitpunkten innerhalb einer Periode möglich \rightarrow Totzeit

Selbstführung:

- Stromrichterventile zu beliebigen Zeitpunkten abschaltbar (ggf. Löschkreis)
- vorteilhaft mit Transistoren aufzubauen
- durch hohe Schaltfrequenzen Reduzierung der Rückwirkungen auf das Netz

6.1 Direktumrichter

- Ziel: Spannung mit bestimmter Amplitude, Frequenz und Phasenlage
- durch gezielte Auswahl von Spannungsabschnitten aus den drei Phasen
- Wirk- und Blindleistungsregelung möglich
- Zusammensetzen der geforderten Netzfrequenz oder Herabsetzen der Eingangsfrequenz
- zwei antiparallele Stromrichterventile pro Phase
- z.B. zur Versorgung Rotorkreis von doppeltgespeister Asynchronmaschine

6.2 Zwischenkreisumrichter

- häufiger eingesetzt als die Direktumrichter

Aufbau:

- generatorseitiger Gleichrichter: regelt Betrieb des Generators und somit auch der Windturbine
- Zwischenkreis: mit Energiespeicher, entkoppelt die Drehzahl des Generators von der Netzfrequenz
- Wechselrichter: Einspeisung in das Netz

Zuleitung zwischen Generator und Gleichrichter:

- Generator im Turmkopf
- Netzanbindung mit Umrichtersystem am Turmfuß
- Turmhöhe bis zu 120 m
- sehr steile Schaltflanken für verlustarmes Schalten
- diese führen zu hochfrequenten Störsignalen
- transiente Überspannungen führen ohne $\frac{dU}{dt}$ -Filter zu Isolationsschäden
- LC-Tiefpass würden Stromform des Generators beeinflussen

6.2.1 Gleichrichter

- gezielte Steuerung der Leistungsabgabe von Generator/Turbine
- Schutz des Generators im Fehlerfall

ungesteuerte Diodengleichrichterbrücke:

- nur für Generatoren mit Spannungsregelung ist hierbei die Spannung im Zwischenkreis regelbar
- bei Permanenterregung Betriebsverhalten über netzseitigen Umrichter und Turbinenregelung beeinflussbar
- instabiles Verhalten bei Synchrongeneratoren möglich
- keine schnellen Regeleingriffe möglich

ungesteuerter Gleichrichter mit DC/DC-Steller:

- hält drehzahlabhängig gleichgerichtete Generatorspannung nahezu konstant
- Phasenlage Generatorspannung und -strom nicht beeinflussbar, somit Blindleistung nicht beeinflussbar
- verlustarmes Verfahren für Synchrongeneratoren

gesteuerter Gleichrichter mit nicht abschaltbaren Stromrichterventilen:

- Schwingungen und Pendelmomente des Generators durch Regeleingriffe vermeiden
- dann aber Regelhub des Zündwinkels nach oben und unten notwendig ($\alpha > 15^\circ$)
- reduziert aber Zwischenkreisspannung und Maschinenausnutzung
- für fremd- und permanenterregte Synchrongeneratoren
- ermöglicht schnelle Regelung der Zwischenkreisspannung

gesteuerter Gleichrichter mit abschaltbaren Stromrichterventilen:

- ermöglicht optimale Regelung und Führung des Generators
- sehr schnelle Beeinflussung des Stromverlaufes (und damit der Phasenlage und somit der Blindleistung)
- Unterdrückung von Oberwellen im Generatorstrom
- hochfrequente Welligkeit im Zwischenkreis
- Betrieb Zwischenkreis als dreiphasiger Hochsetzsteller möglich
- höherer technischer Aufwand
- Schaltverluste
- aber Vorteile vor allem bei permanenterregten Synchrongeneratoren
- ermöglicht verbesserte Regelungsvarianten und Schutzfunktionen

6.2.2 Zwischenkreis

Gleichstromzwischenkreis:

- große Längsinduktivität
- somit während Kommutierung konstanter Zwischenkreisstrom

Gleichspannungzwischenkreis:

- große Querkapazität
- somit nur langsam veränderliche Zwischenkreisspannung

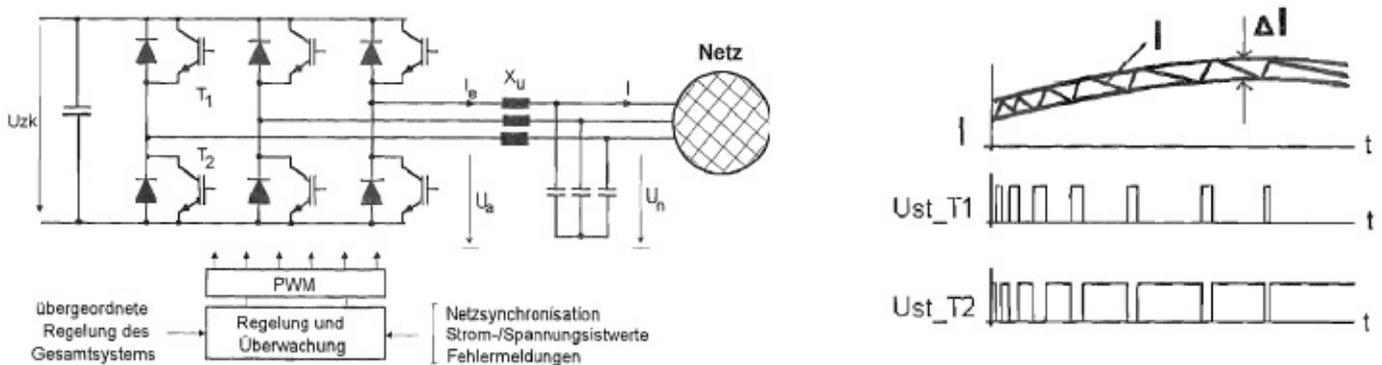
6.2.3 Wechselrichter

Thyristor-Wechselrichter:

- netzgeführt
- keine Vorgabe von Frequenz und Phasenlage des Netzstromes, somit keine freie Regelung der Blindleistung möglich
- hohe Oberschwingungen bei sechspulsigen Wechselrichterbrücken da starke Abweichung von der Sinusform
- daher aufwändige Filtereinrichtungen benötigt
- Verbesserung durch zwölfpulsige Wechselrichterbrücke, aber dann Sonderausführung von Generator und Netztransformator erforderlich
- Regeleingriffe nur zweimal pro Periode oder mit Totzeit

Pulswechselrichter:

- selbstgeführter Umrichter mit Pulsweitenmodulation (PWM)
- sechs leistungselektronische Schaltelemente mit integrierter Freilaufdiode
- eingeprägte Spannungen
- schnelle Regelmöglichkeiten durch hohe Pulsfrequenz
- nahezu sinusförmige Ströme
- Wirk- und Blindleistung frei einstellbar (Vierquadrantenbetrieb)
- LC-Tiefpass reduziert Stromoverschwingungen und glättet den Strom
- größere Umrichterverluste bei hohen Anforderungen an die Stromqualität (durch die dann hohe Pulsfrequenz)
- Beitrag zur Netzstützung, Frequenz- und Spannungsstabilität
- somit deutliche Vorteile bei einer solchen Netzanbindung einer Windenergieanlage



7 Netzanschluss

- innerhalb von 47,5 Hz bis 51,5 Hz keine automatische Trennung vom Netz
- bei Kurzschluss Abfall auf 15 % der Nennspannung, 300 ms halten (*Low Voltage Ride-Through*)

Schutzeinrichtungen:

- Kurzschlusschutz (UMZ)
- Überlastschutz
- Spannungsrückgangs-/steigerungsschutz
- Frequenzrückgangs-/steigerungsschutz (nur Generatoren)
- Parallelschaltgerät (nur Synchrongeneratoren)

Netzurückwirkungen:

- Netzflicker, Spannungsschwankungen, Spannungsspitzen:
 - Turmschatten/Turmstau
 - Blattwinkelfehler
 - Schräganströmung
 - Windscherung
 - Turbulenzen
 - Schwankungen der Windgeschwindigkeit
 - Schalthandlungen (ein/aus, Generatorstufen, Kompensationsanlagen, Filterstufen)
- Oberschwingungen:
 - Frequenzumrichter
 - Thyristorsteller
 - Kondensatoren

technische Richtlinien für den Netzanschluss von Windenergieanlagen:

- VDEW-Richtlinie für den Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen
- von den Netzbetreibern

8 Offshore

Unterschiede zu Onshore:

- bauliche Unterschiede
- Nabenhöhe (bessere Windbedingungen im Meer)
- Fundamente (abhängig von der geographischen Lage)
- Betriebs- und Wartungskosten höher
- längere Lebensdauer
- höhere Anforderungen an die Zuverlässigkeit
- leichtere Anlagen gewünscht, da Gründungskosten dann geringer

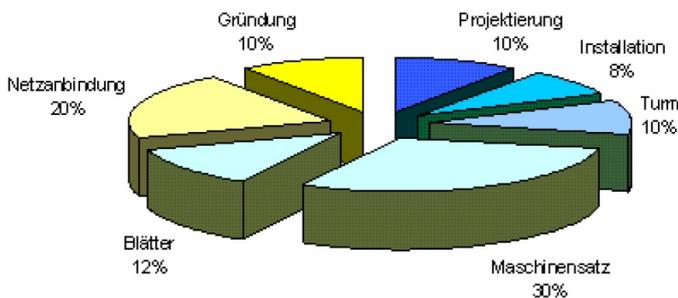
Turmhöhe:

- bis zu 0,75 mal Rotordurchmesser
- weniger Turbulenzen → längere Lebensdauer

Fundamentarten:

- konventioneller Beton:
 - Sand-Kies-Füllung
 - eisbrechende Wirkung
- Schwerkraft-Fundament:
 - geringeres Gewicht
 - Schutz vor Erosion notwendig
- Monopile:
 - einzelner Stahlpfeiler
 - Durchmesser 3,5 m bis 4,5 m
 - Verlängerung des Turms bis tief in das Seebett
 - für Meeresboden aus Sand, ohne Felsen
 - bis 20 m Wassertiefe
- Tripod:
 - Dreibein
 - 20 m bis 50 m Wassertiefe
 - Seebett ohne Felsblöcke
- Tripile:
 - kostengünstig
 - 25 m bis 40 m Wassertiefe
 - aber wenig Erfahrung
- Jacket:
 - Aufbau vergleichbar mit Freileitungsmast
 - in der Ölindustrie erprobt
 - 40 % bis 50 % Stahleinsparung verglichen zu Monopile
 - 20 m bis 50 m Wassertiefe

Gesamtkosten:



Leistung und Rotordurchmesser:

- quadratischer Zusammenhang zwischen Rotordurchmesser und verfügbarer Leistung
- Offshore-Winde enthalten 50 % mehr Energie (Jahresdurchschnittswindgeschwindigkeit höher)
- viele Komponentenkosten größenunabhängig
- weniger Turbulenzen

Voraussetzungen für den Bau:

- meteorologische Voraussetzungen
- geologische Anforderungen an den Meeresboden
- ökologische Machbarkeit (Auswirkungen auf maritimen Lebensraum)
- technische Anforderungen
- weitere Standortfaktoren: Fischerei, Militär, Schiffsverkehr, Tourismus
- Wirtschaftlichkeit

Ausblick:

- an Land die meisten geeigneten Flächen mit Windenergieanlagen bebaut
- an Land daher Repowering (Umbau bestehender Anlagen auf leistungsfähigerer Technik)
- Trend zu Offshore-Anlagen

8.1 Hochspannungsgleichstromübertragung

Verluste HVAC:

- nur bei kurzen Distanzen wirtschaftlich
- stromabhängig:
 - ohmsche Verluste
 - Isolationsverluste
 - Eisenverluste
- spannungsabhängig:
 - kapazitive Verluste
 - dielektrische Verluste

HVDC:

- ab ca. 60 km wirtschaftlicher als HVAC-Anbindung
- Vorteile:
 - nur ohmsche Verluste
 - keine Kompensationsanlagen benötigt
- Nachteile:
 - zusätzliche Kosten für Konverter
 - teure Leistungsschalter
 - Gefahr von harmonischen Oszillationen
 - Filter benötigt

Thyristor-Technologie:

- netzgeführt
- maximal 3 GW
- niedrige Flexibilität
- sehr großer Platzbedarf

IGBT-Technologie:

- hohe Schaltfrequenzen
- maximal 500 MW
- sehr flexibel
- großer Platzbedarf

8.2 Seaflow

- Strom aus Meeresströmungen
- ca. 100 Standorte in Europa möglich
- Gesamtpotential 12 GW
- konstante Leistungsabgabe
- 4000 Volllaststunden pro Jahr
- kleinere Abstände zwischen Anlagen möglich
- günstigere Metallrotoren einsetzbar
- kleinere Abmessungen als Windenergieanlagen