



Wind Offshore – Umwelt Kosten EEG

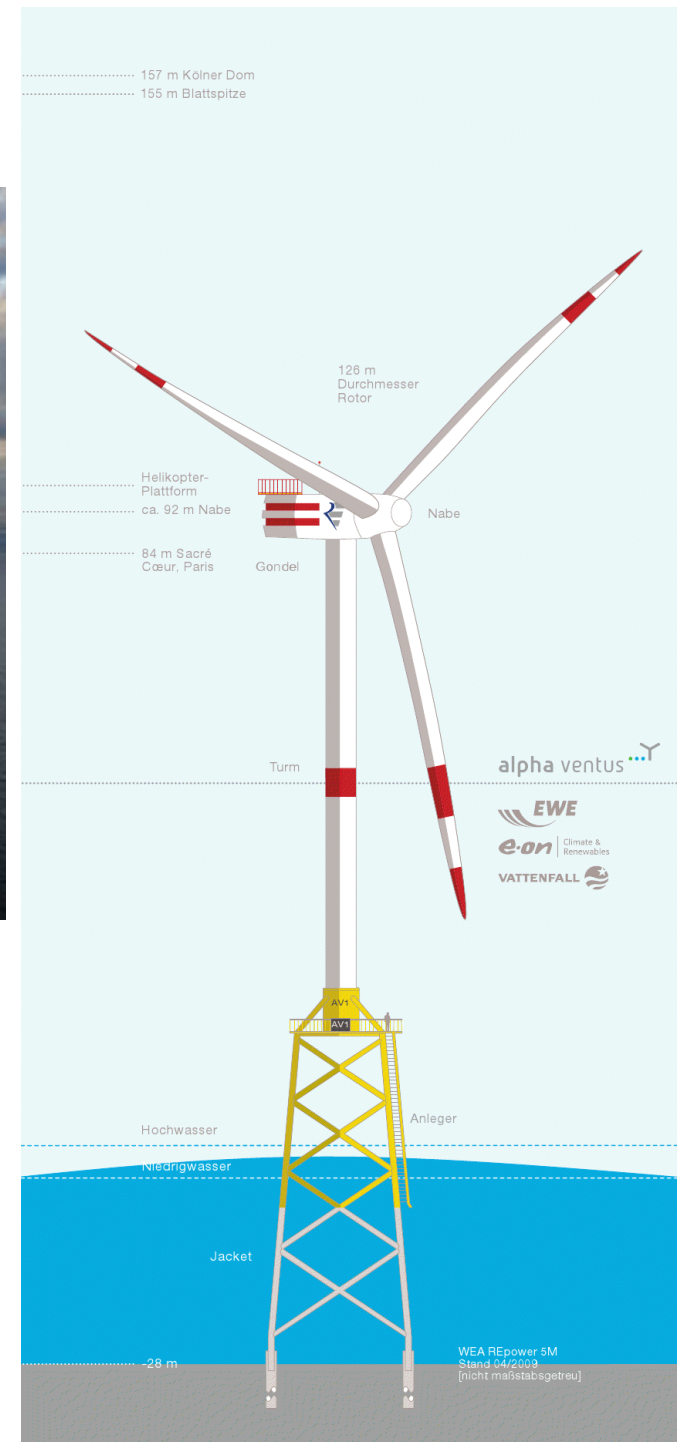
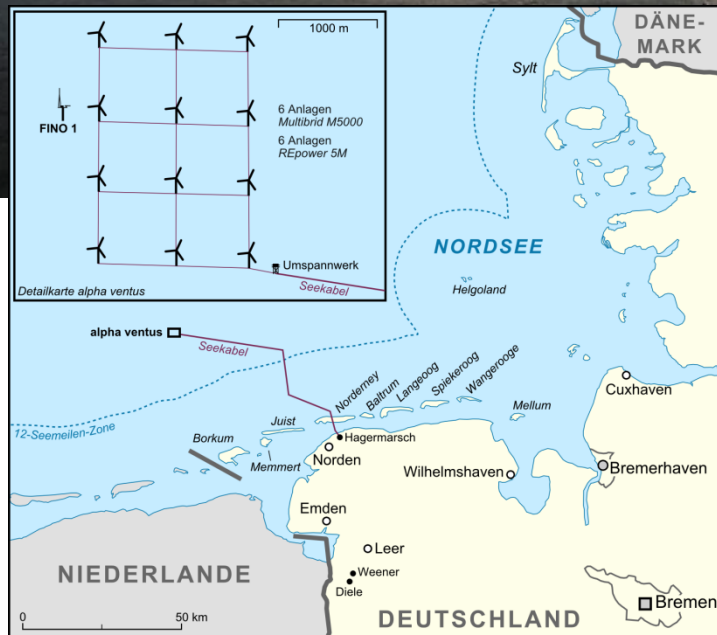
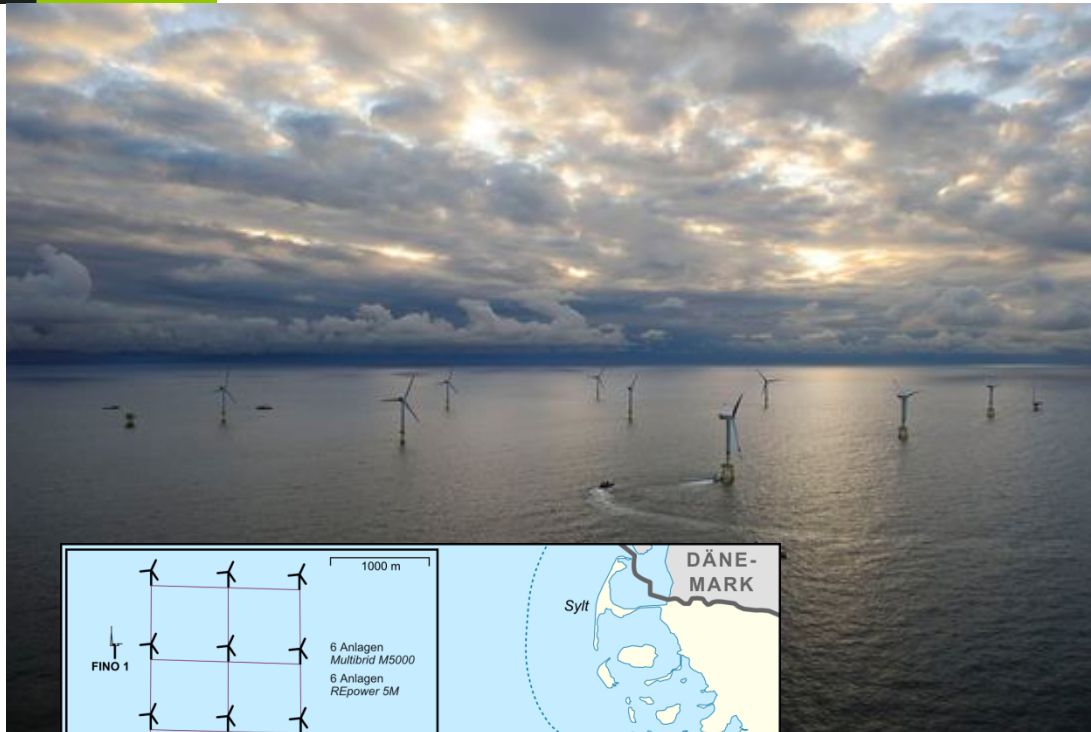
KIT





EIFER

Offshore Alpha Ventus

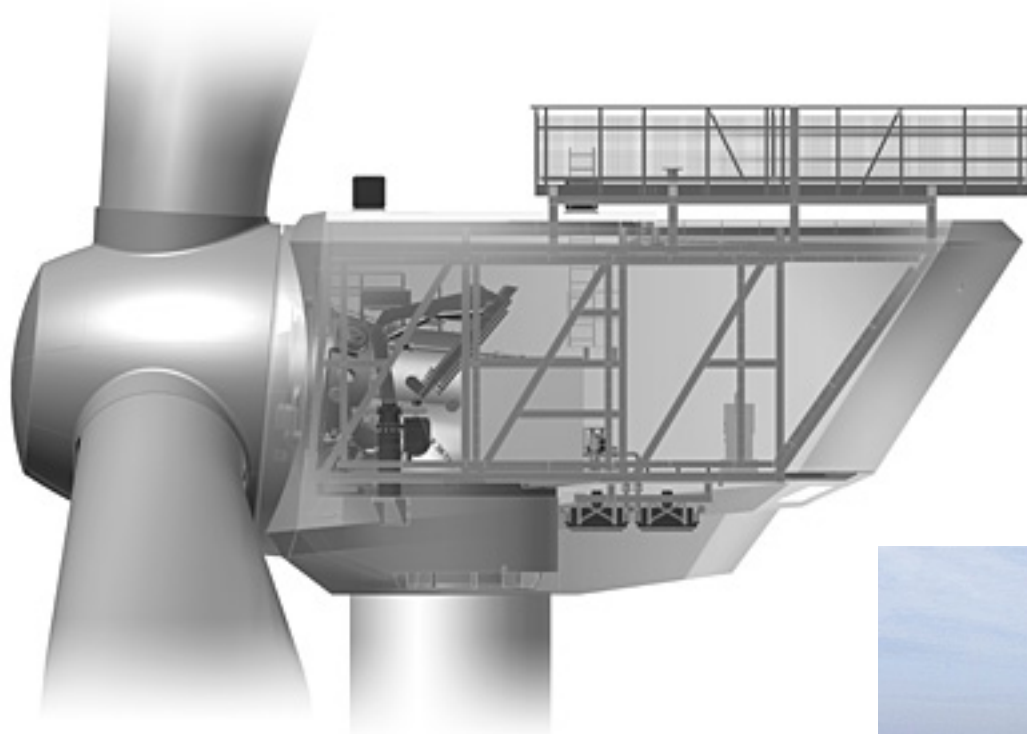




EIFER

Offshore

Areva (Multibrid) M5000



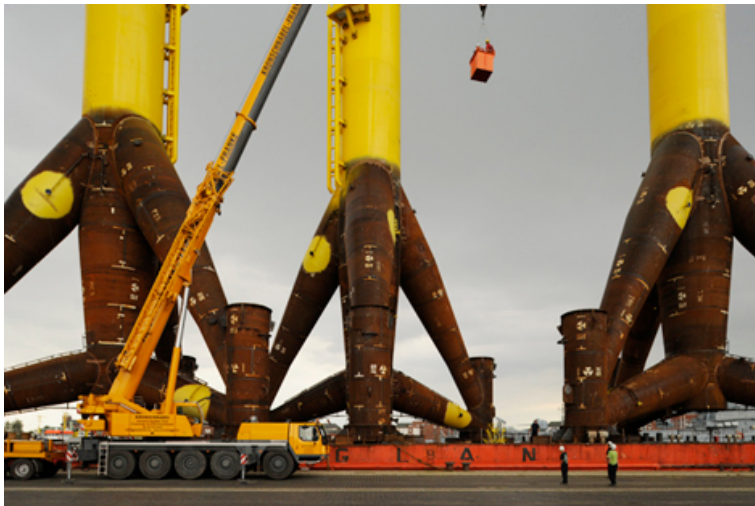


Offshore

Deutschlandspezifisch



- 45-60 km vor der Küste
- 30-40 m Wassertiefe
- 5 MW Klasse als Einstieg





Offshore Alpha Ventus





EIFER

Offshore Transport





Offshore

Bard 1





EIFER

Offshore

Alstom

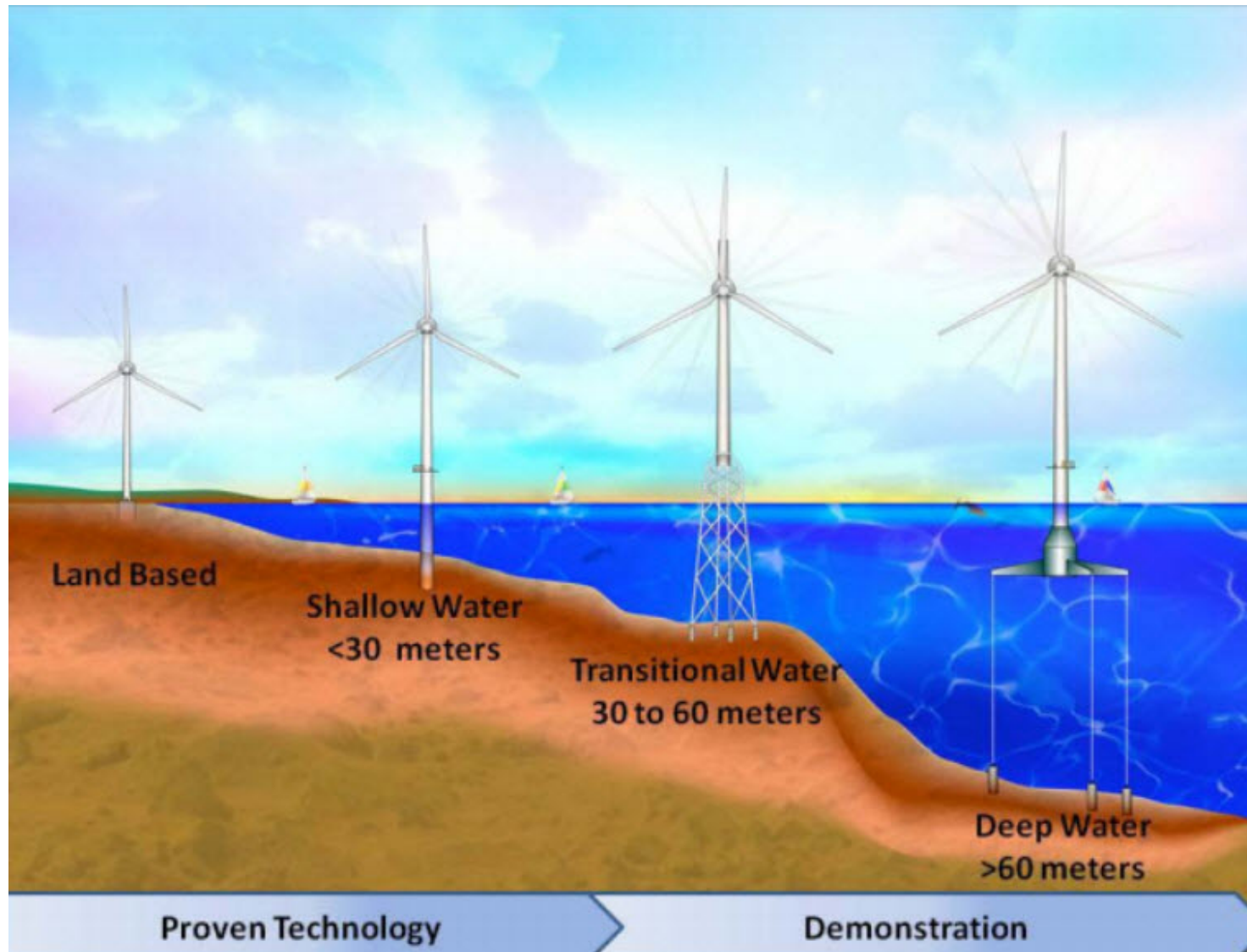




EIFER

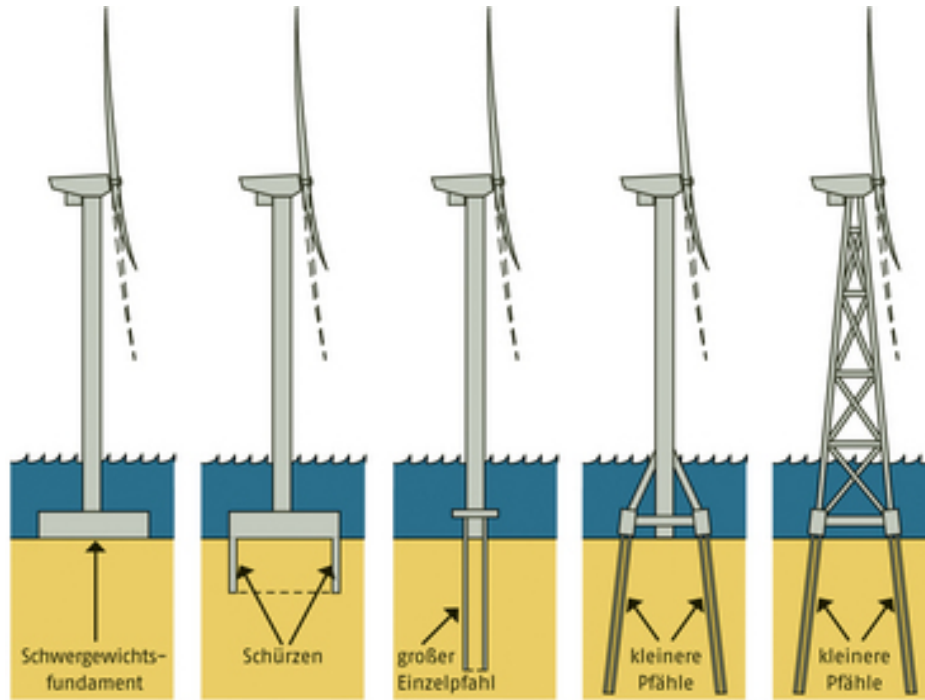
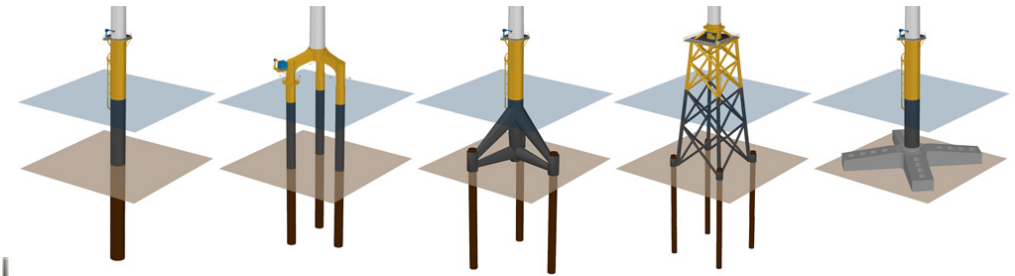
Offshore

Fundamente / Gründungen

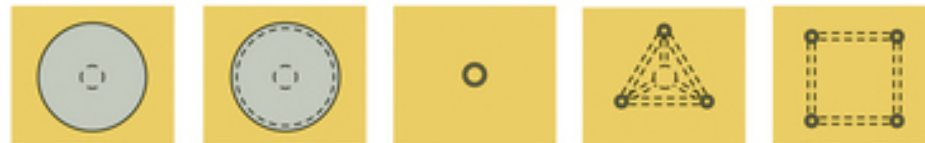




Offshore Gründungen



Draufsicht in Höhe des Meeresbodens:



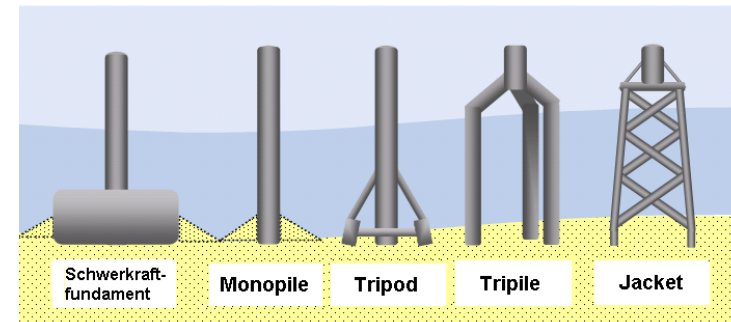
a
Flachgründung
ohne Schürzen

b
Flachgründung
mit Schürzen

c
Monopile-
gründung

d
Tripod-
gründung

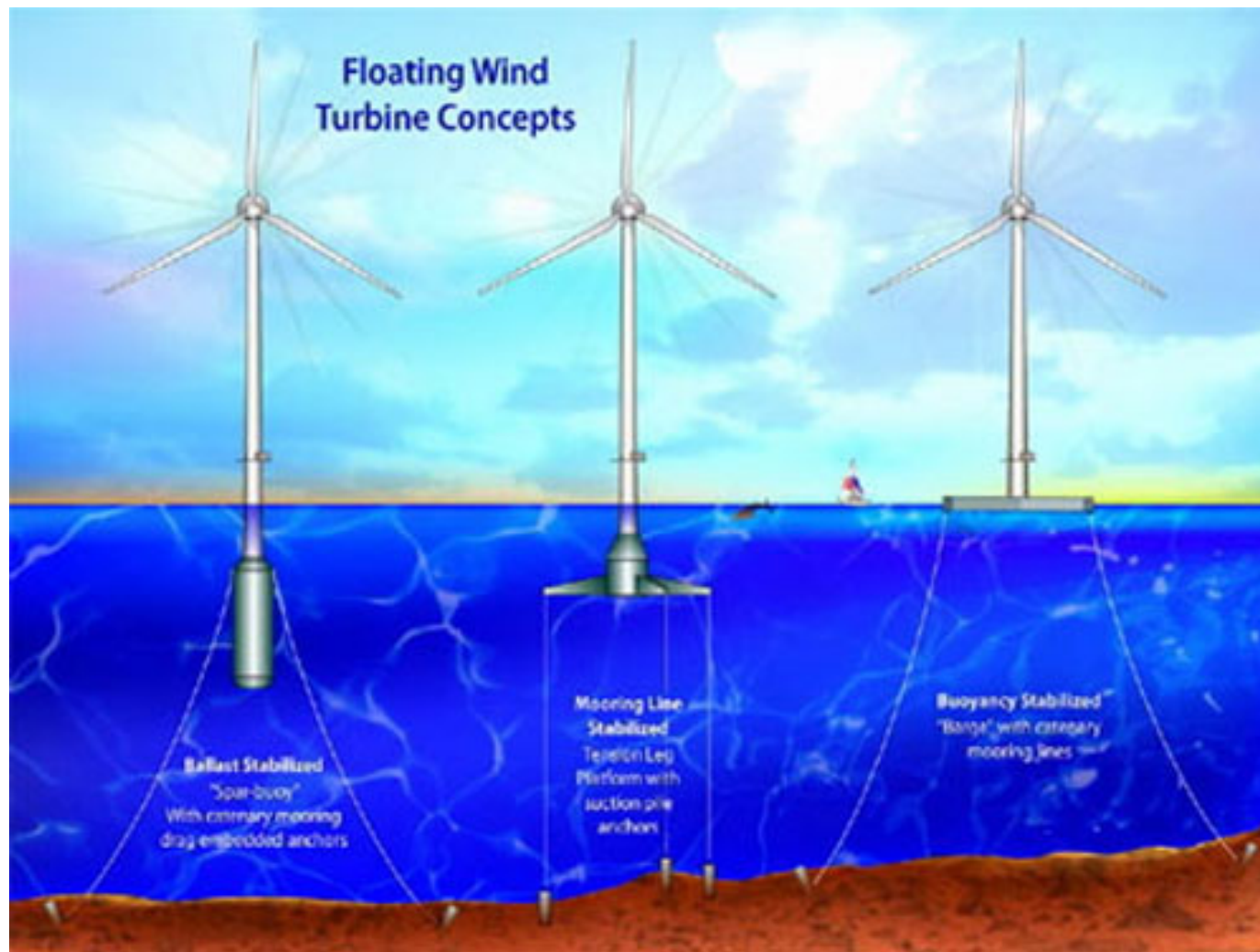
e
Jacket-
gründung





EIFER

Offshore Floating





EIFER

Offshore Floating

Erste schwimmende Turbine
2009 Norwegen (Hywind)



Zweite schwimmende Turbine
2011 Portugal (WindFloat)



EIFER

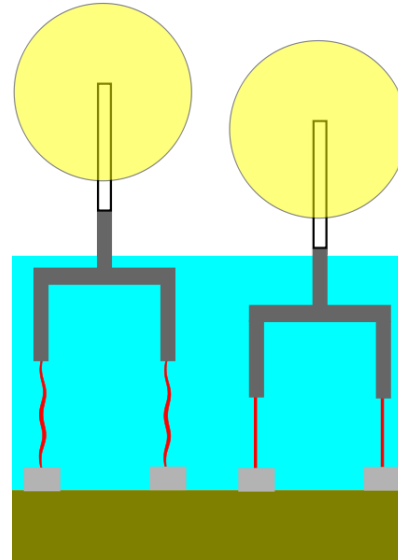
Offshore

Floating - Hywind

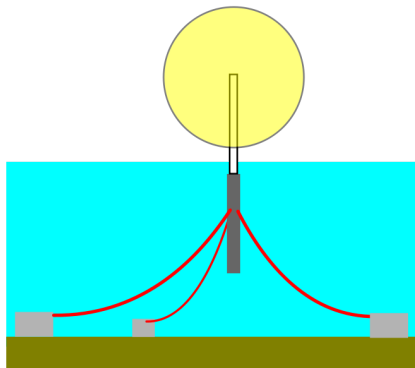




Offshore Floating



Blue H - Spannung



Hywind - Durchhang
60t zusätzlicher Ballast

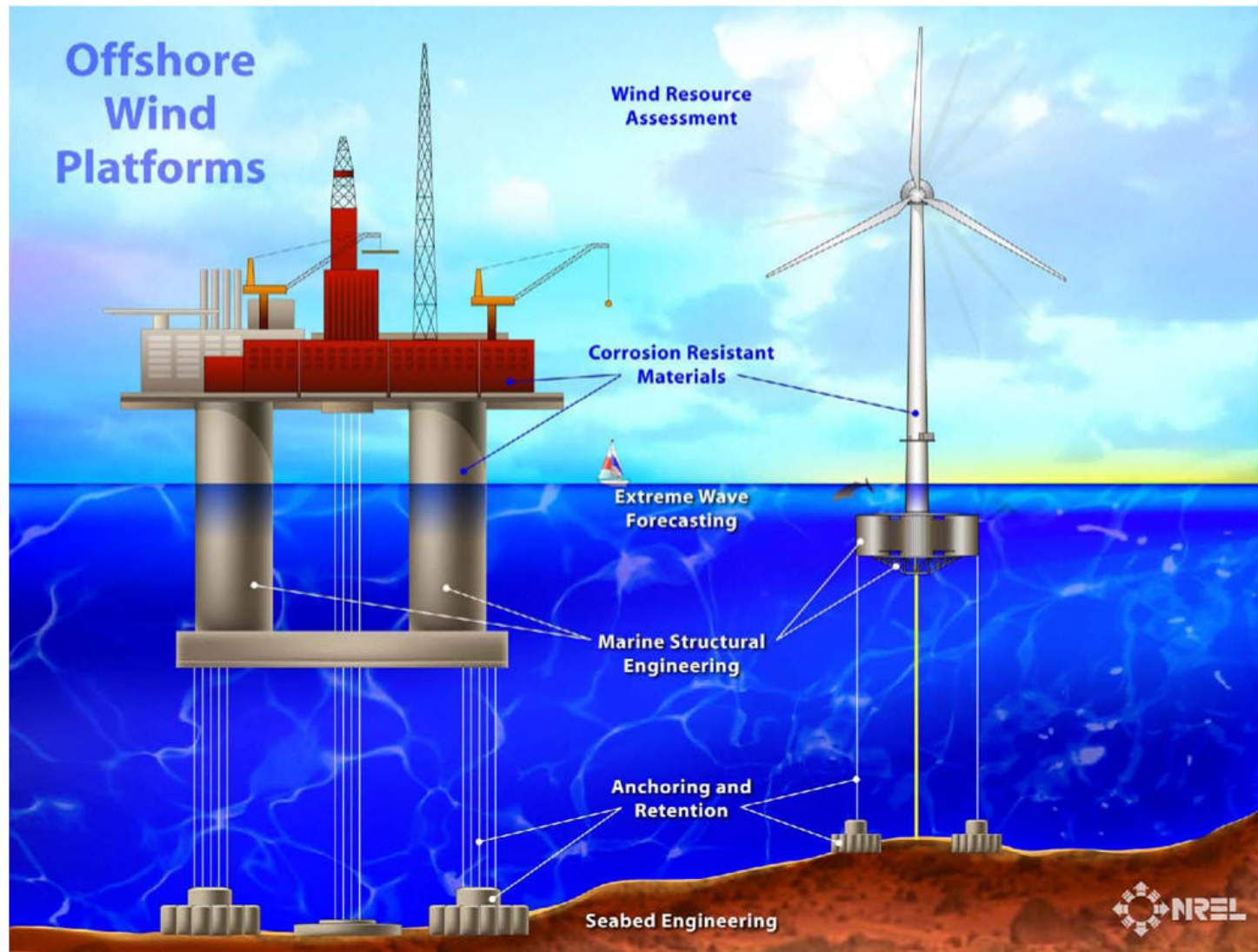


WindFloat



EIFER

Offshore Floating



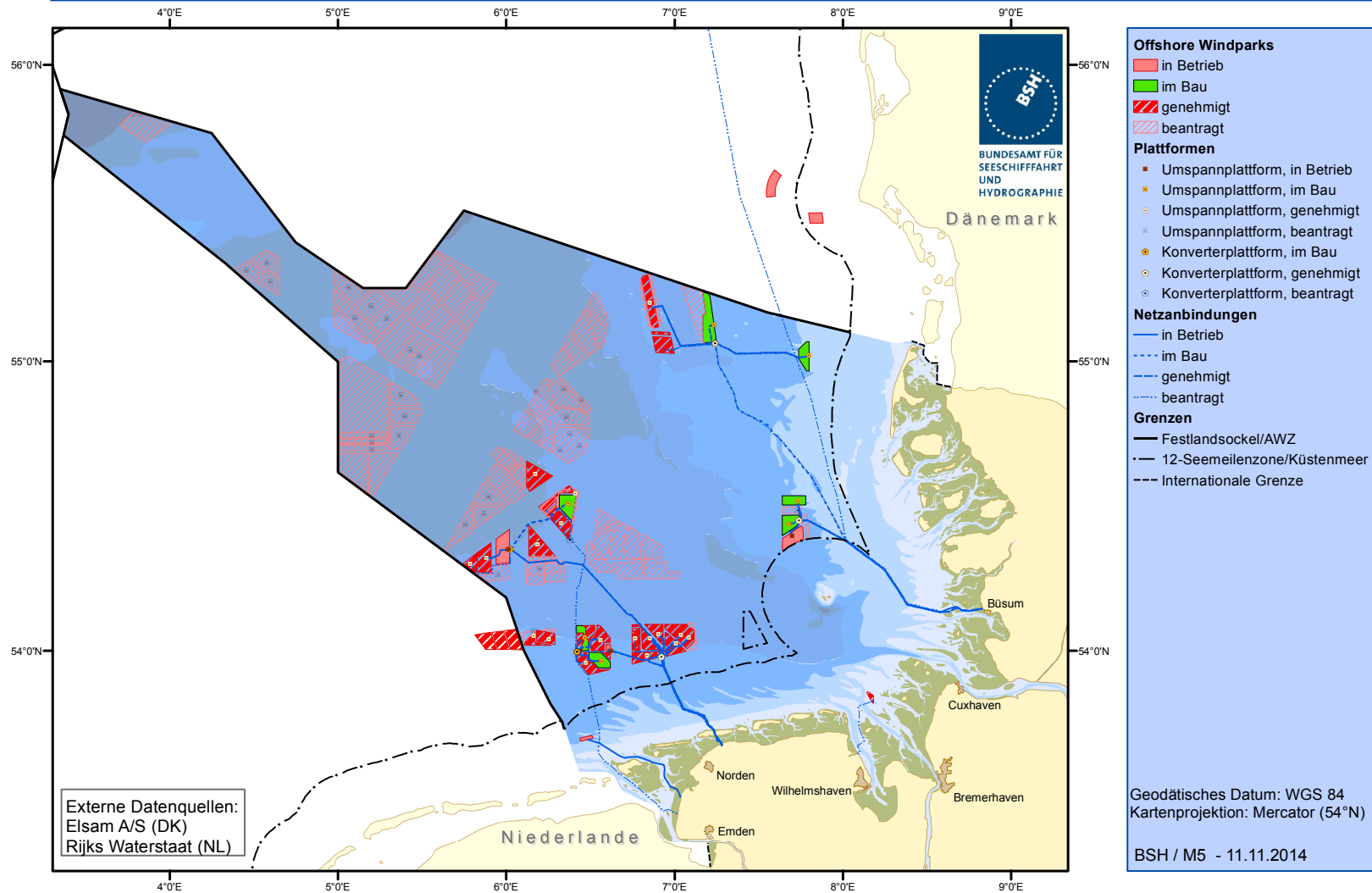


Offshore

Gründungen – Übersicht

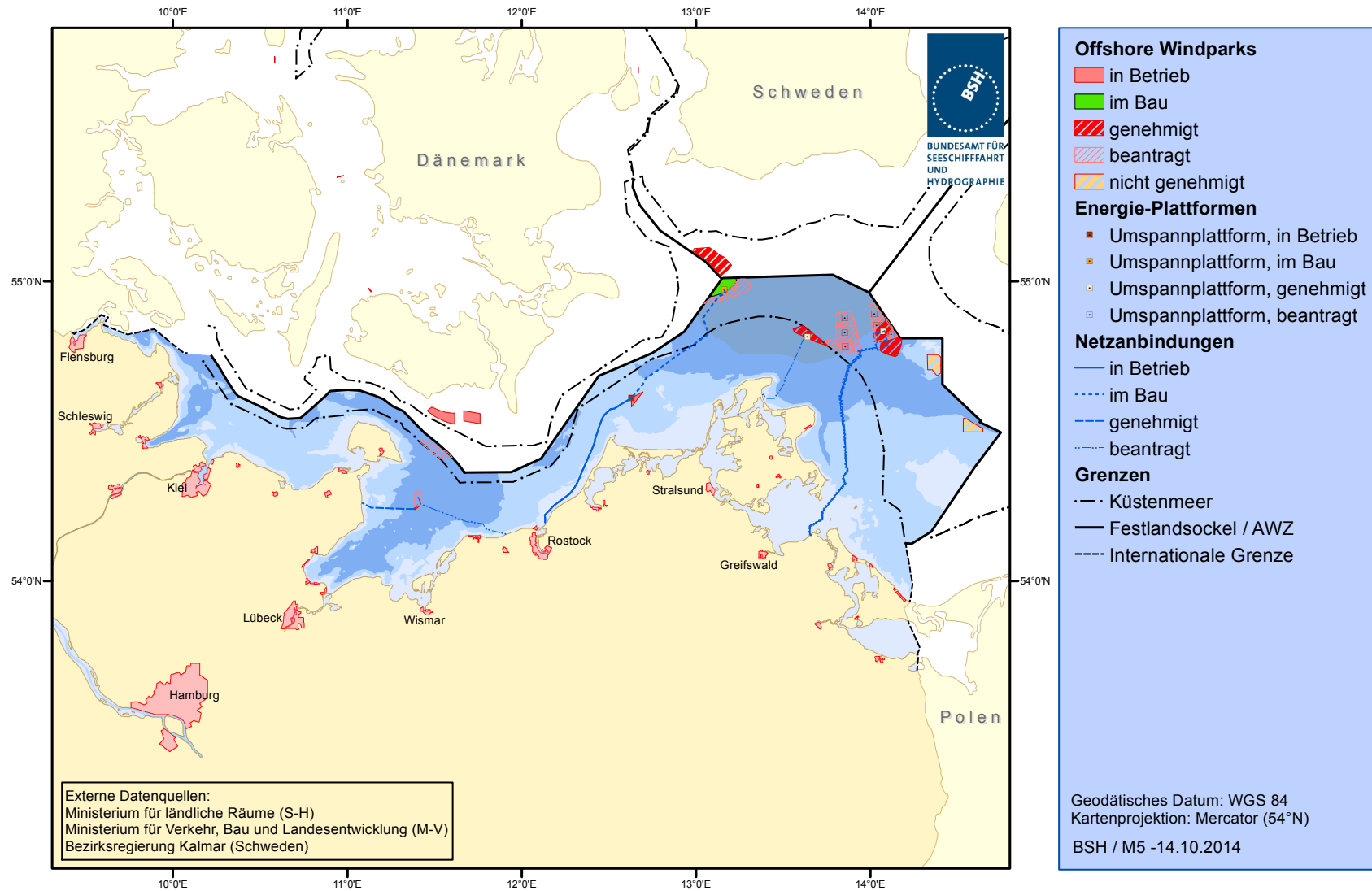
Fundamenttyp	Wassertiefe in Meter	Beispiele für die Anwendung	Vorteile	Nachteile
Monopile	bis 20	Horns Rev	gute Kollsicherung	große Rammhammer
Jacket	20 – 50	alpha ventus	Erfahrungen aus der Ölbranche	hoher Stahlverbrauch
Tripod	20 – 50	alpha ventus	kleiner Durchmesser der Pfähle	nicht einsetzbar bei Steinhindernissen im Grund
Tripile	25 – 40	BARD I	Leichtbauweise	bisher nur eine Testanlage
Schwerkraftfundament	bis 10	Nysted, Lillgrund	geringer Stahlverbrauch, keine Rammung	hohe Kosten bei Anwendung in großen Tiefen
Bucket	bis 30	Testphase	keine Rammung	wenig Erfahrung
Schwimmendes Fundament	80 – 700	Testphase, Hywind	für große Wassertiefe geeignet	wenig Erfahrung

Nordsee: Offshore Windparks



<http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/index.jsp>

Ostsee: Offshore Windparks





EIFER

Offshore Windbedingungen

- Geringe Rauigkeit bei schwachem (und konstantem) Wind
- Sehr schwache Windscherung
 - » Turmhöhe mit 3/4 des Rotordurchmessers ausreichend
- Weniger Turbulenzen
 - » Höhere Lebensdauer der Anlagen ?
- 50% höhere Energieausbeute als an Land



Dimensionierungsgrundlagen:

- Packeisdruck
- Wellenhöhe
- Beschaffenheit des Seebettes
- Die Größe der Windkraftanlage selbst ist nur bedingt ausschlaggebend



EIFER

Offshore
Verkabelung

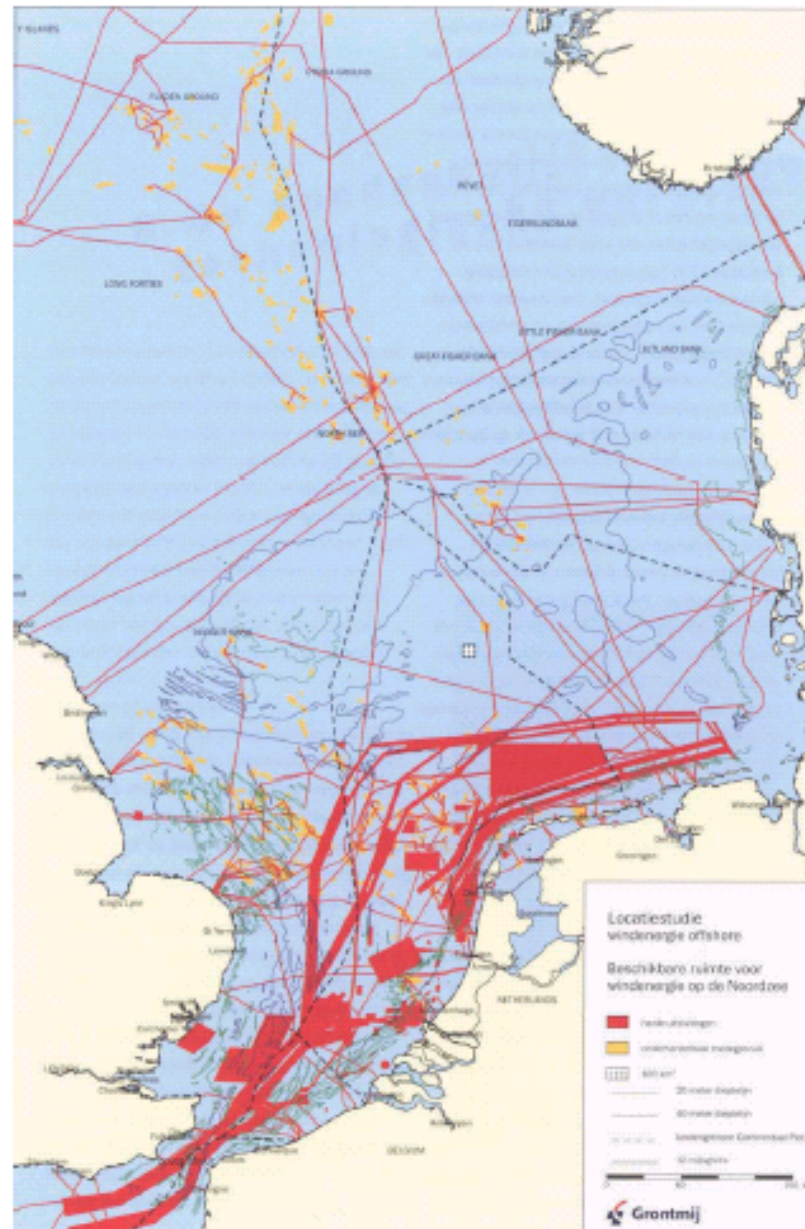
Eingrabung im Seebett

» Schutz vor Beschädigungen durch
Fischereigerät und Anker

- **Bei leichtem Untergrund mittels
Hochdruck-Wasserstrahltechnik**
- **Bei schwerem Untergrund eingraben oder
einpflügen**

Offshore

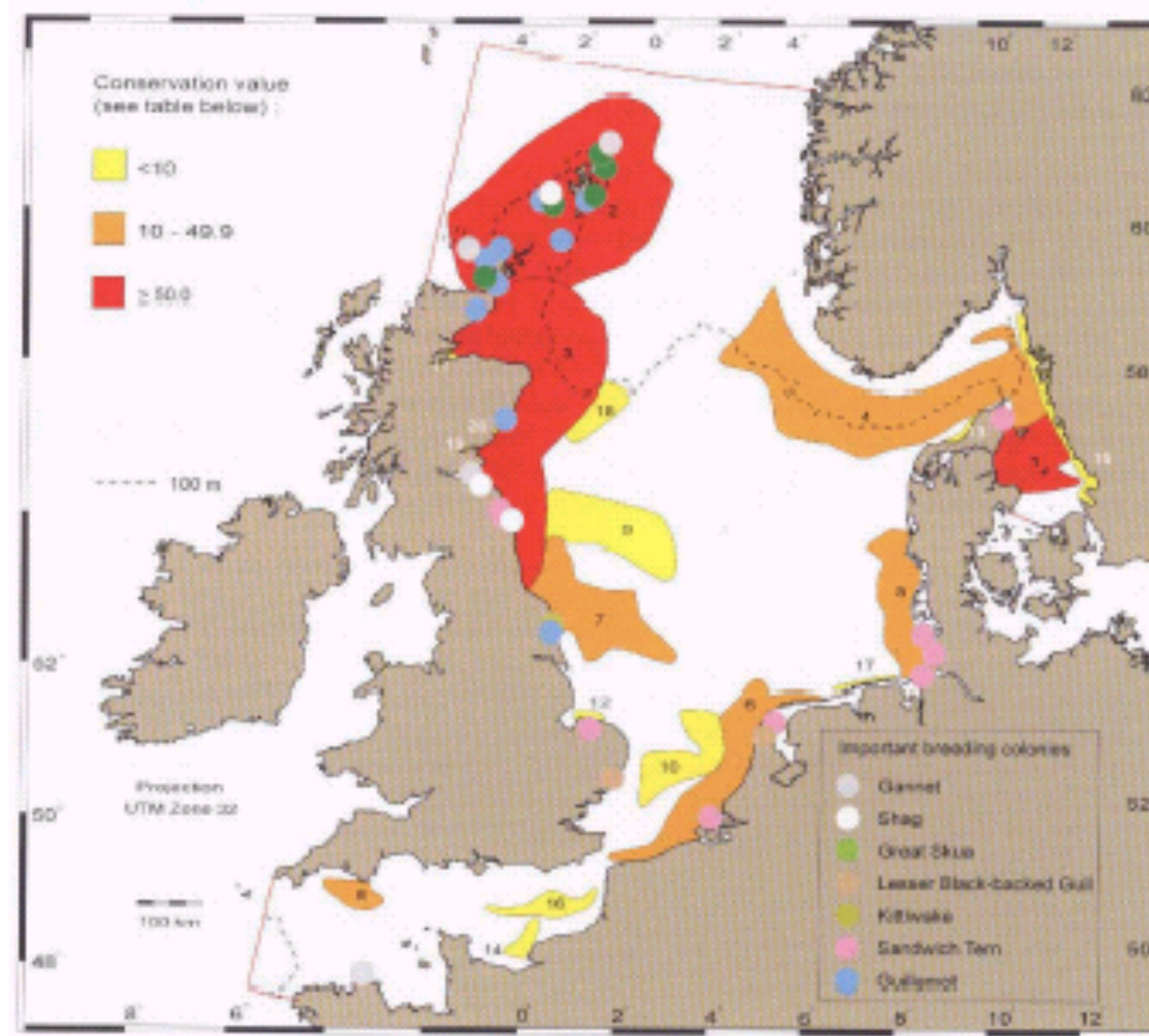
Verkeersproblematik





EIFER

Offshore Umwelt





Offshore

Fragen zum Markt !

- Wer baut die benötigten Kraftwerke, wenn er auf grund der Windkraft nicht mehr einen Ertrag kalkulieren kann ?
- Können 70% des Energiemarktes abgeschottet werden in einem von der Liberalisierung geprägten Umfeld ?



EIFER

Offshore Zahlen Europa

- Europaweit
 - 1.662 WEA
 - 55 Windparks
 - 10 Länder
 - 4.995 MW
- 2012
 - 239 WEA
 - 1.165 MW
 - Ca. 4 Mrd. €
- Ranking (Kapazität)
 - 60% GB
 - 18% Dänemark
 - 8% Belgien
 - 6% Deutschland



EIFER

Offshore

Utgrunden - Schweden





Überblick

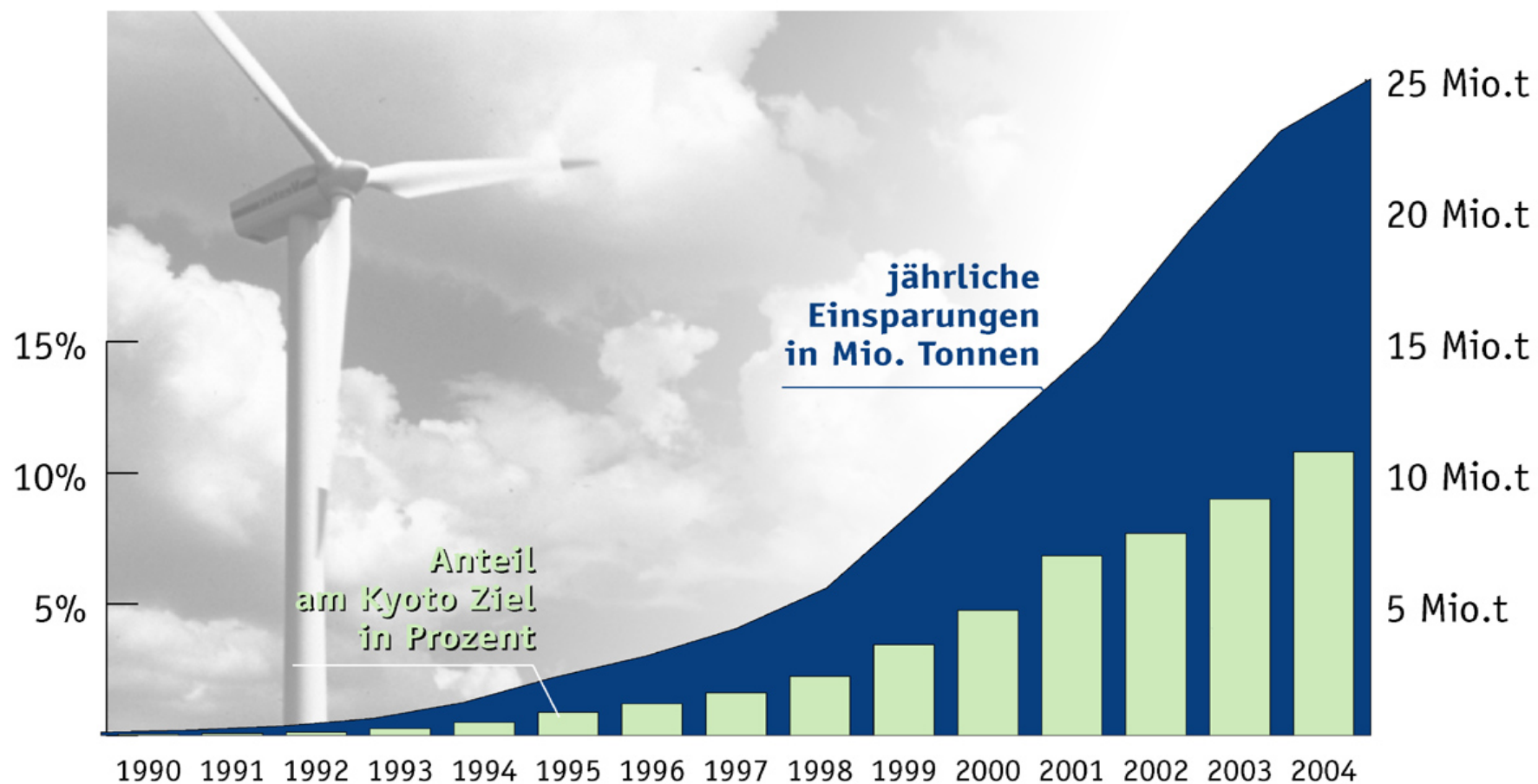
Umwelt, Kosten, EEG

- Umweltbeeinflussung
 - Schall
 - Reflexion
 - Infraschall
- Kosten von Windkraftanlagen
 - Invest
 - Betrieb
 - Kostenstrukturen
- EEG



EIFER

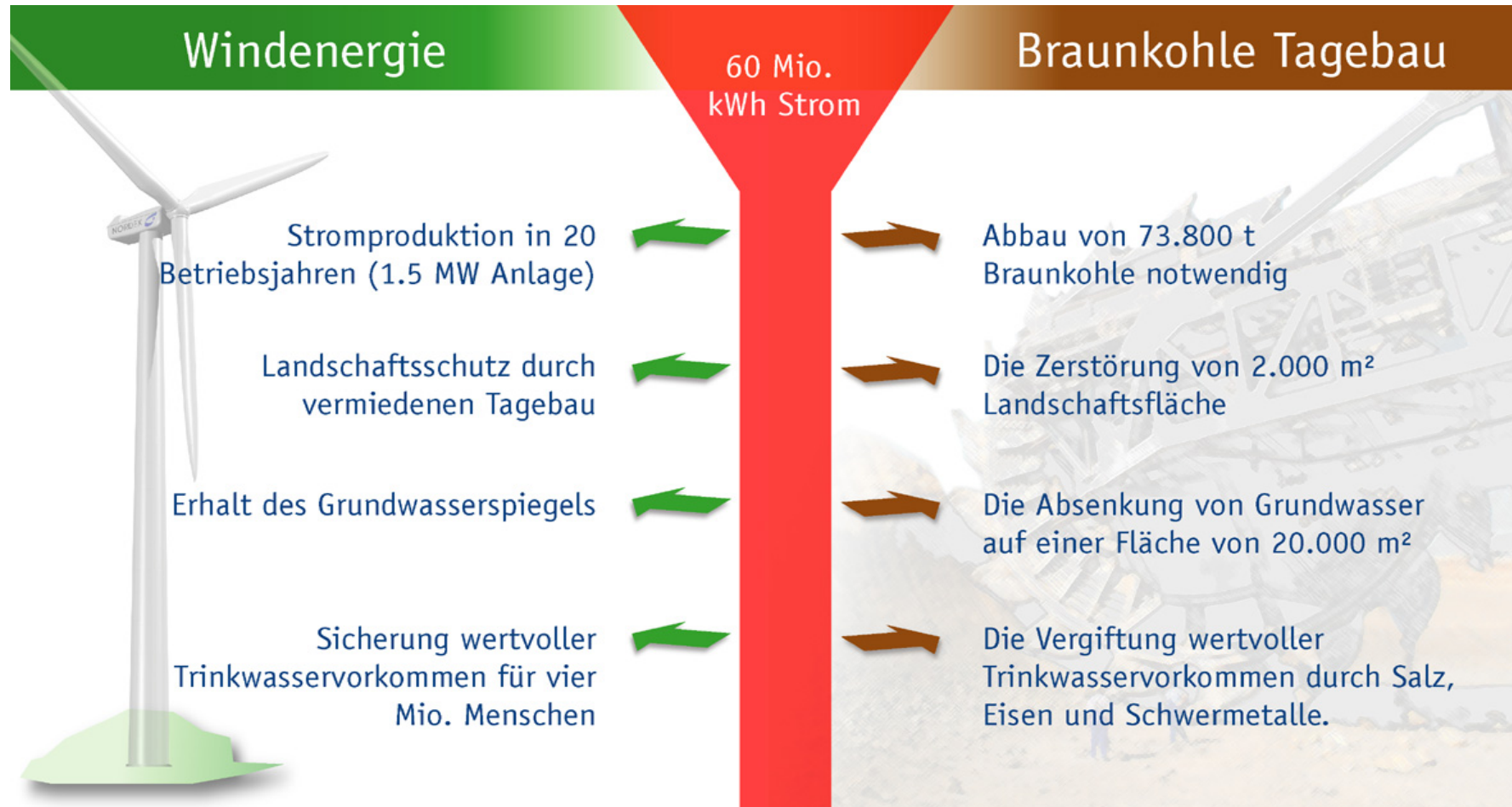
CO2-Bilanz





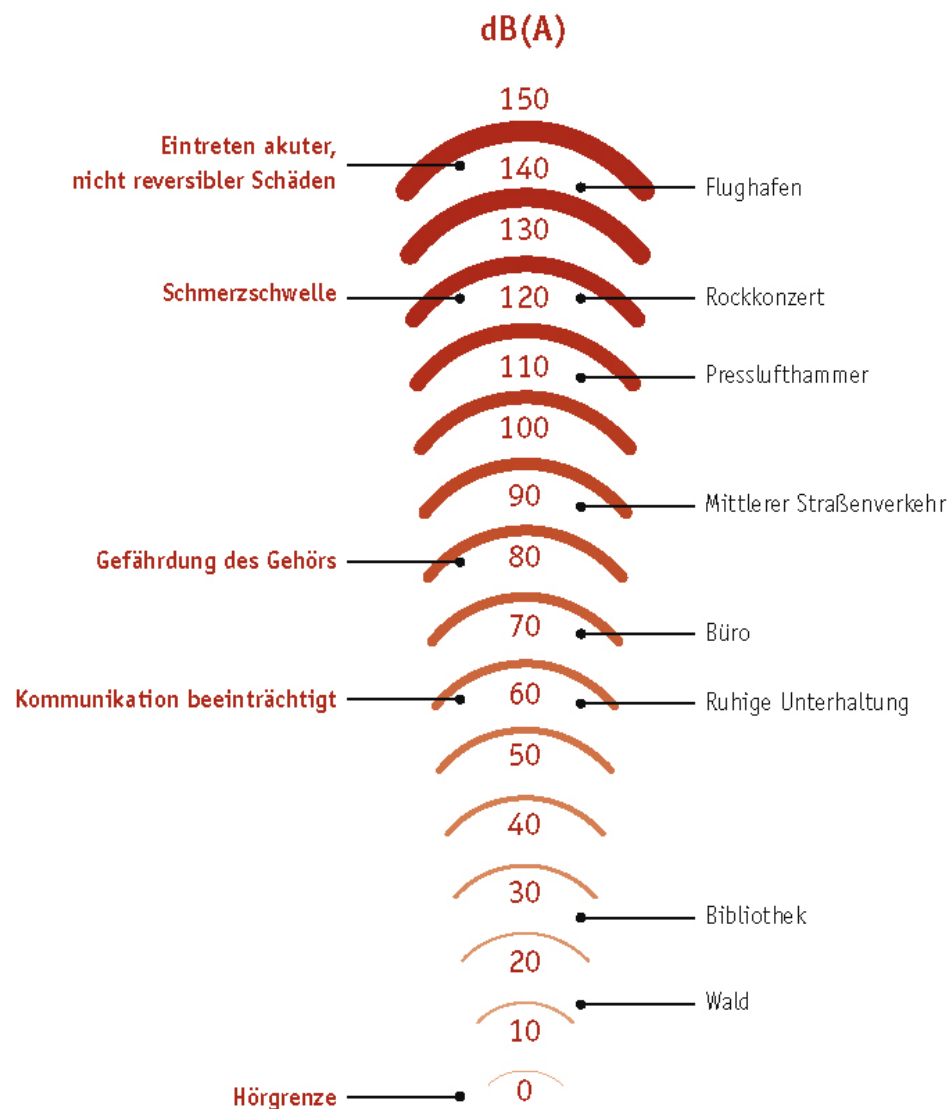
EIFER

Ökologische Bilanz



Maximale Belastung für
die an Windenergie-
anlagen angrenzende
Wohnbebauung:
45 Dezibel (dBA)

Durchschnittliche
Lärmbelastung in Städten
und Durchgangsstraßen:
55-75 dBA (Tag und
Nacht)





Discoeffekt

Als Discoeffekt wird das Auftreten von Lichtreflexen an den Rotorblättern bezeichnet

- Ursache dieses Effektes: spiegelnde Oberflächen
- wetterabhängig: kann nur an sonnigen Tagen im Nahbereich von WEA bemerkt werden.
- nur zufällig und kurzzeitig wahrnehmbar.
- mit Beeinträchtigungen an einem Ort über mehrere Stunden ist nicht zu rechnen

Aufgrund der Verwendung von matten Farben für die Oberflächen von WEA spielt der Diskoeffekt bei neueren Anlagen keine Rolle mehr



Schattenwurf

Der bei Sonnenschein von den Rotorblättern ausgehende, sich bewegende Schlagschatten.

- Schattenwurfzeiten hängen vom Zusammenspiel der Wetterbedingungen, Windrichtung und Sonnenstand sowie vom Betrieb der Anlage ab.
- **Theoretisch maximal mögliche Einwirkzeit:**
 - ⇒ stets Sonnenschein, bestimmte Windrichtung und drehende Rotoren

Reale Einwirkzeit:

- ⇒ Berechnung unter normalen, durchschnittlichen Wetterbedingungen

Gewichtete Beschattungsdauer

- ⇒ Theoretisch maximal mögliche Einwirkzeit, gewichtet nach Aufenthaltsdauer der Anwohner in den betroffenen Bereichen (Wohnzimmer, Toilette, Veranda, etc.).

Der von Bäumen und Laternen am Wegrand ausgehende Schatten während einer Auto- oder Zugfahrt kann als wesentlich intensiver betrachtet werden.

Schattenwurf bei der Planung

- An Standorten, bei denen Schattenschlag auftreten kann, ist schon im Baugenehmigungsverfahren gutachterlich nachzuweisen, dass Nachbarn nicht durch unzumutbare Schattenemissionen beeinträchtigt werden.
- Zur Vermeidung von Schlagschatten ist es auch möglich Steuerungselemente zu installieren, welche die Anlagen bei Eintreten entsprechender Witterungsbedingungen automatisch abstellen

In Schleswig Holstein gilt ein reales Beschattungsaufkommen von 15h/Jahr als maximal zumutbar. Mit dem Grenzwert von 30h/Jahr gewichteter Beschattungsdauer wird dieser Grenzwert in der Regel weit unterschritten.

Quelle: Studie - Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen, Universität Kiel, 2000, Staatliches Umweltamt Schleswig.



Infraschall

Als Infraschall bezeichnet man Luftschallwellen unterhalb des menschlichen Hörbereichs.

Menschlicher Hörbereich: 20 Hz - 20.000 Hz

Die ständige Präsenz von Infraschall im menschlichen Lebens- und Arbeitsbereich führte schon früh zu einer ausführlichen Untersuchung durch das Bundesgesundheitsamt. Auch beschäftigte sich die Berufsgenossenschaft für Feinmechanik und Elektronik mit den Auswirkungen von Infraschall auf den Menschen.

FAZIT: Von einer unterschweligen, gesundheitsschädlichen Gefährdung durch Infraschall ist nicht auszugehen!

Quelle: Bundesgesundheitsamt (1982), Zeitschrift für Lärmbekämpfung (1999)



Infraschall - Vergleiche

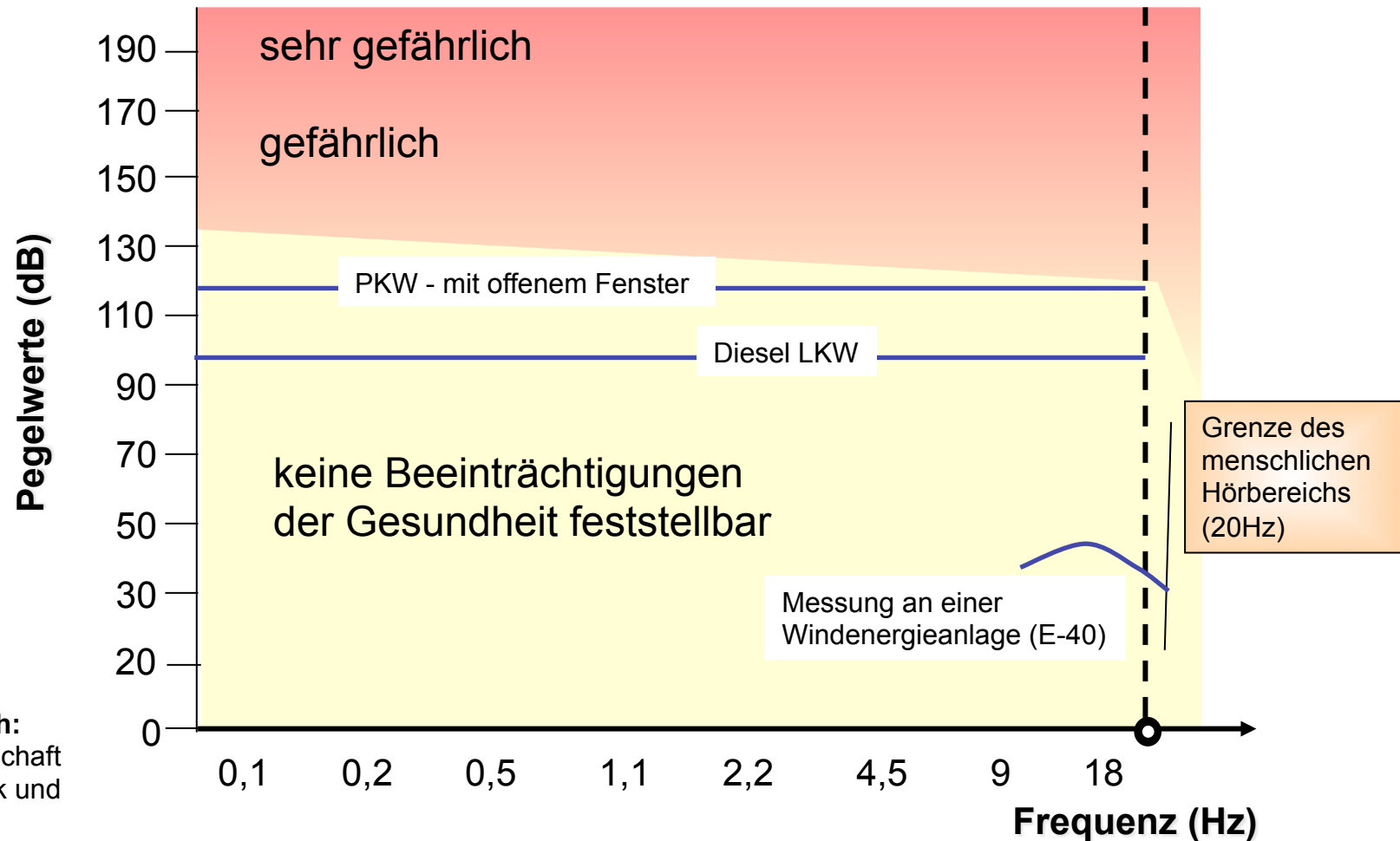
Technische Quellen : Straßenverkehr, Flugzeuge, Discotheken,
Heizungs- und Klimaanlage, Industriearbeitsplätze, etc.

Natürliche Quellen : Gewitter, Erdbeben, Wasserfälle und Meeresbrandung, etc.

Geräuschquellen (Schalldruckpegel im Bereich 1-20 Hz)	Infraschall- pegel dB(IL)	Hörschall- pegel dB(A)
Elektro-Hochofen	117	102
PKW (Seitenfenster geöffnet)	126	83
Schnellzug - Schlafwagenabteil, Fenster offen	107	55
Diesel LKW (Fenster geschlossen)	103	96
Büroräume	97	52
Büroräume - Lüftungsanlage	80	33
WEA 500kW in 300m Abstand	67-77	40
WEA 500kW in 500m Abstand	63-73	33

Quelle: Berufsgenossenschaft für Feinmechanik und Elektronik; Magnuson & Malmquist (Infraschall am Arbeitsplatz); Exposé über Infraschall, Dipl.-Ing. A.Buhmann

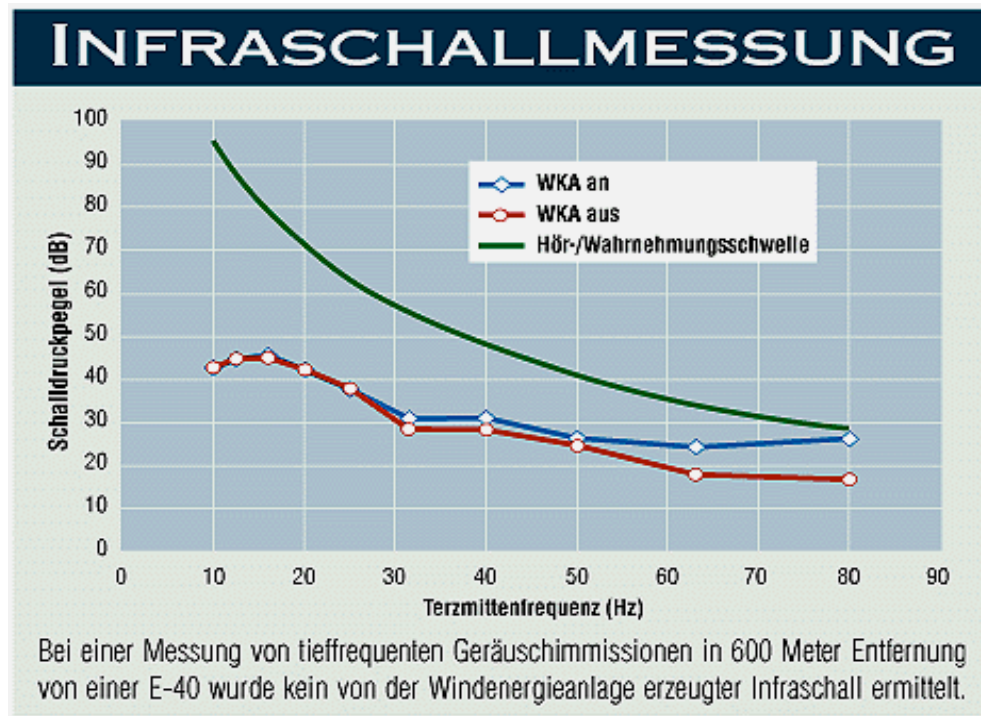
Infraschall - Gesundheit



Darstellung nach:
Berufsgenossenschaft
der Feinmechanik und
Elektronik

Quellen von Infraschall:

- ⇒ aerodynamisch: Schräganströmung des Rotors, Wechselwirkung mit dem Turm
- ⇒ mechanisch: Schwingungen der Anlage bzw. Anlagenkomponenten



Quelle: KÖTTER Consulting Engineers GmbH

Messung an einer E-40 im Auftrag von ENERCON.

Bei einer Windgeschwindigkeit zwischen sieben und acht Metern pro Sekunde und einer Leistung von 250 bis 330 Kilowatt wurden in einer Entfernung von 600 Metern keine durch die Windenergieanlage verursachten Infraschall-Immissionen gemessen.



Weitere Beeinflussungen

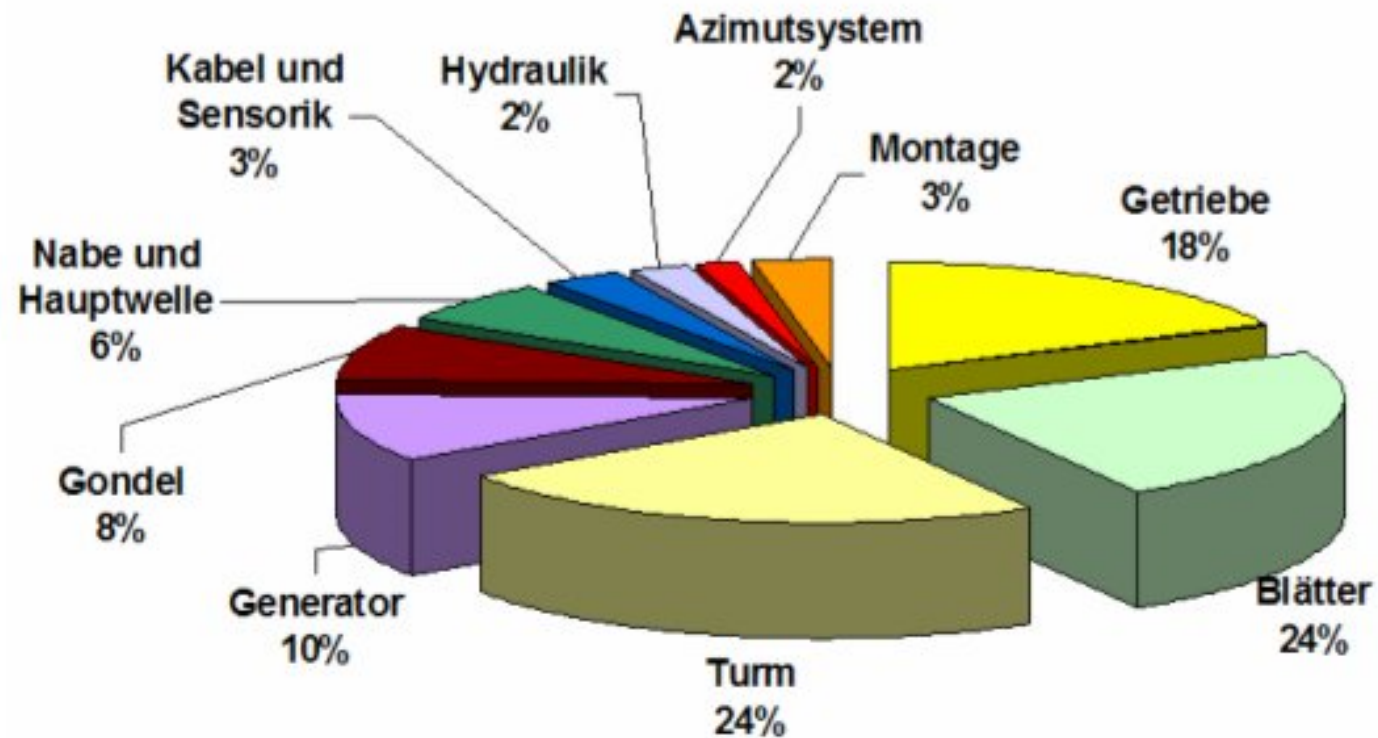
- Schall und Infraschall Offshore ?
- Bruch des Rotorsystems
- Feuer
 - Höhe der WKA !
- Vogelschlag ?
- Fledermäuse ?



- Wind
- Investition
 - Projektentwicklung
 - Technische Investition
 - Finanzierung
- Betrieb
 - Betriebskosten
 - Kapitalkosten
- Leistung
 - Normierte Leistungskurve, Verfügbarkeit
 - Standorteinflüsse, Parkaufstellung
 - Verfügbarkeit, Netzleistungsfähigkeit



Kostenstruktur der WKA (ca. 800-1.000 €/kW)



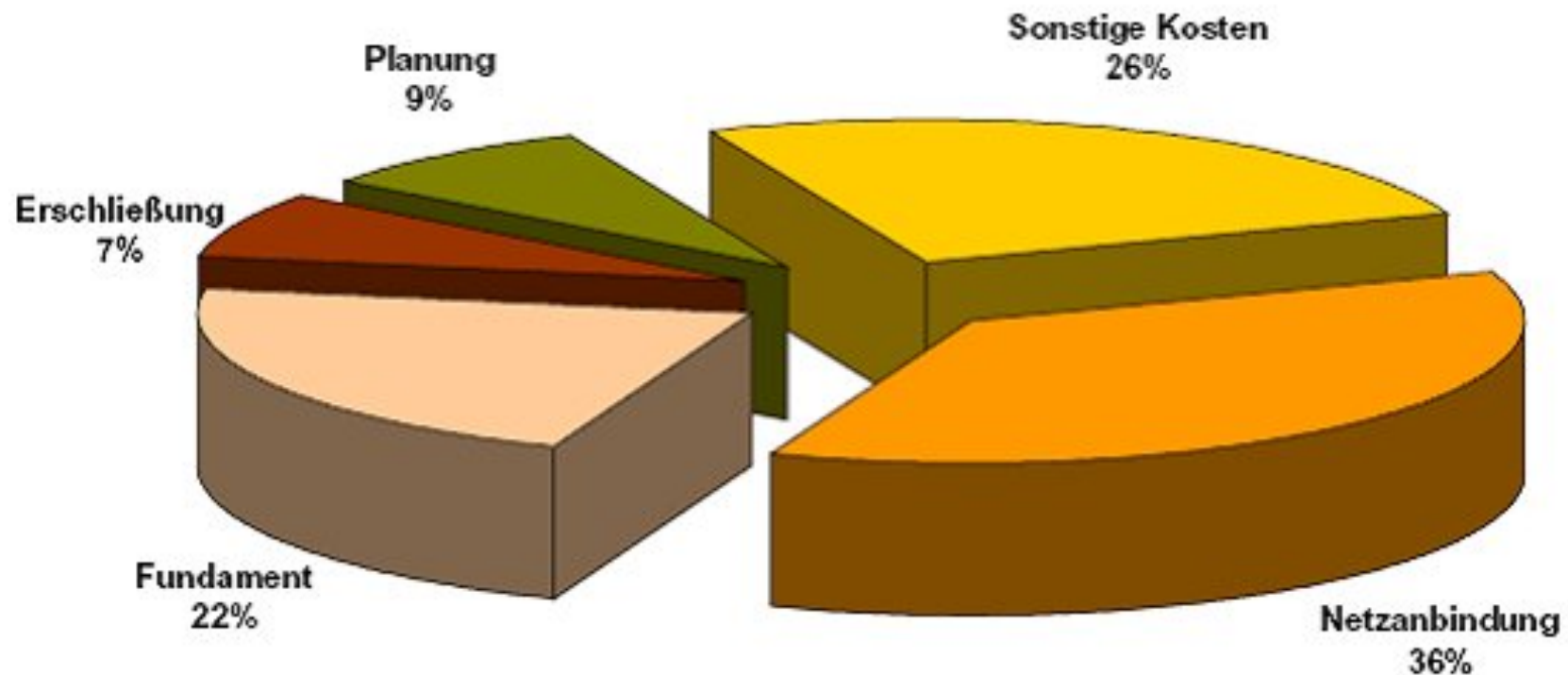
Kostenstruktur von 1,2 MW Windkraftanlagen. Quelle: DEWI



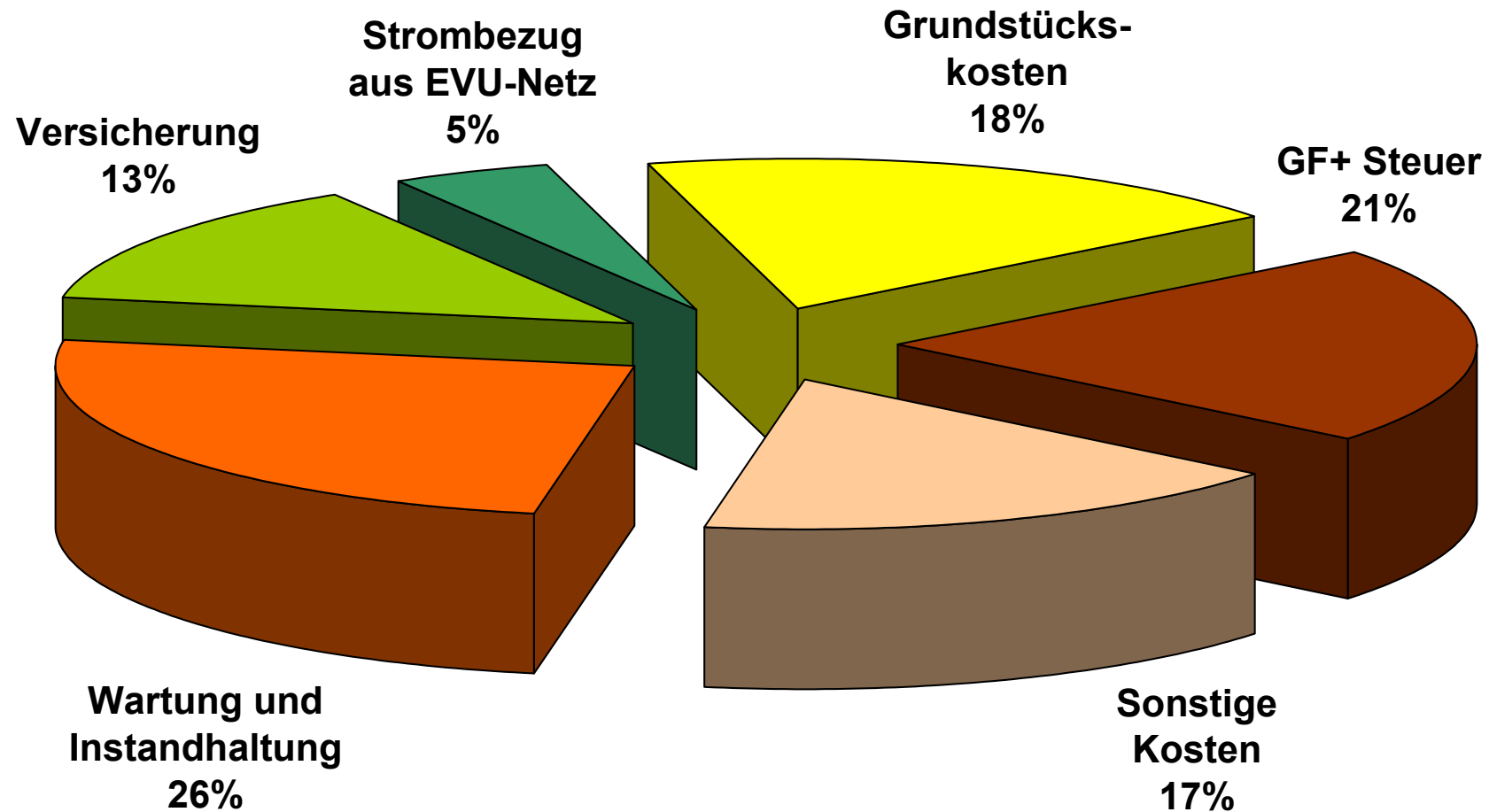
Preise pro kW sind fehlerhaft !

- **Zwei Anlagen**
 - Vestas V39, eine 600 kW-Anlage mit 39 m Rotordurchmesser
 - Vestas V47, eine 660 kW-Anlage mit 47 m Rotordurchmesser
- **V47 hat 45,2% mehr Ertrag als V39**
 - Preis +33%
 - Preis pro KW +21%
 - Preis pro m² -8,4%
 - Preis pro kWh -8,4%

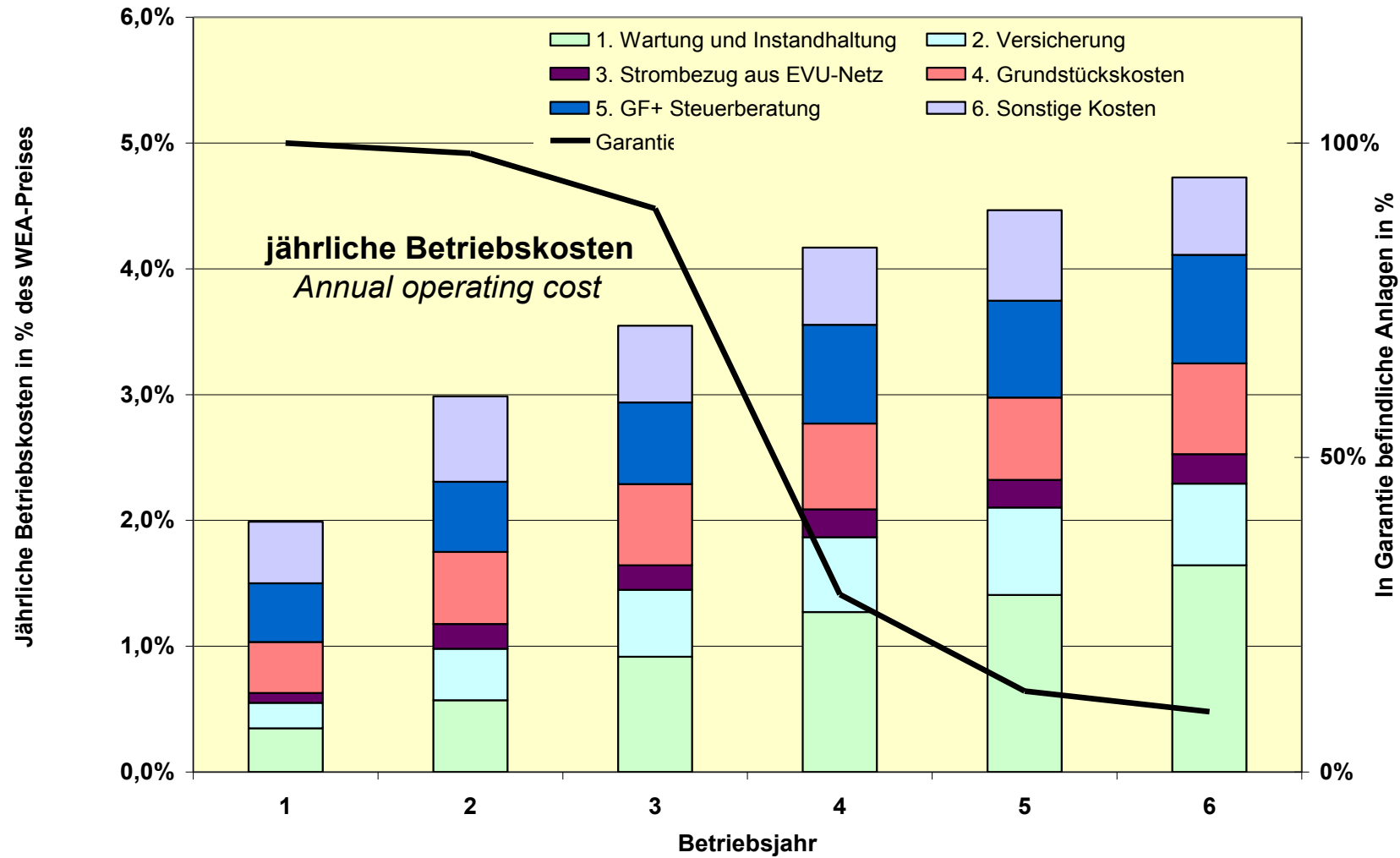
Investitionsnebenkosten (30% Anlagenkosten)



Investitionsnebenkosten über die Jahre 1994-2001. Quelle: DEWI



Jährliche Betriebskosten



Gesamte Betriebskosten

- 1. Dekade: 4,8% der WEA-Investition = 24% der Einspeiseerlöse
- 2. Dekade: 6,6% der WEA-Investition = 33% der Einspeiseerlöse

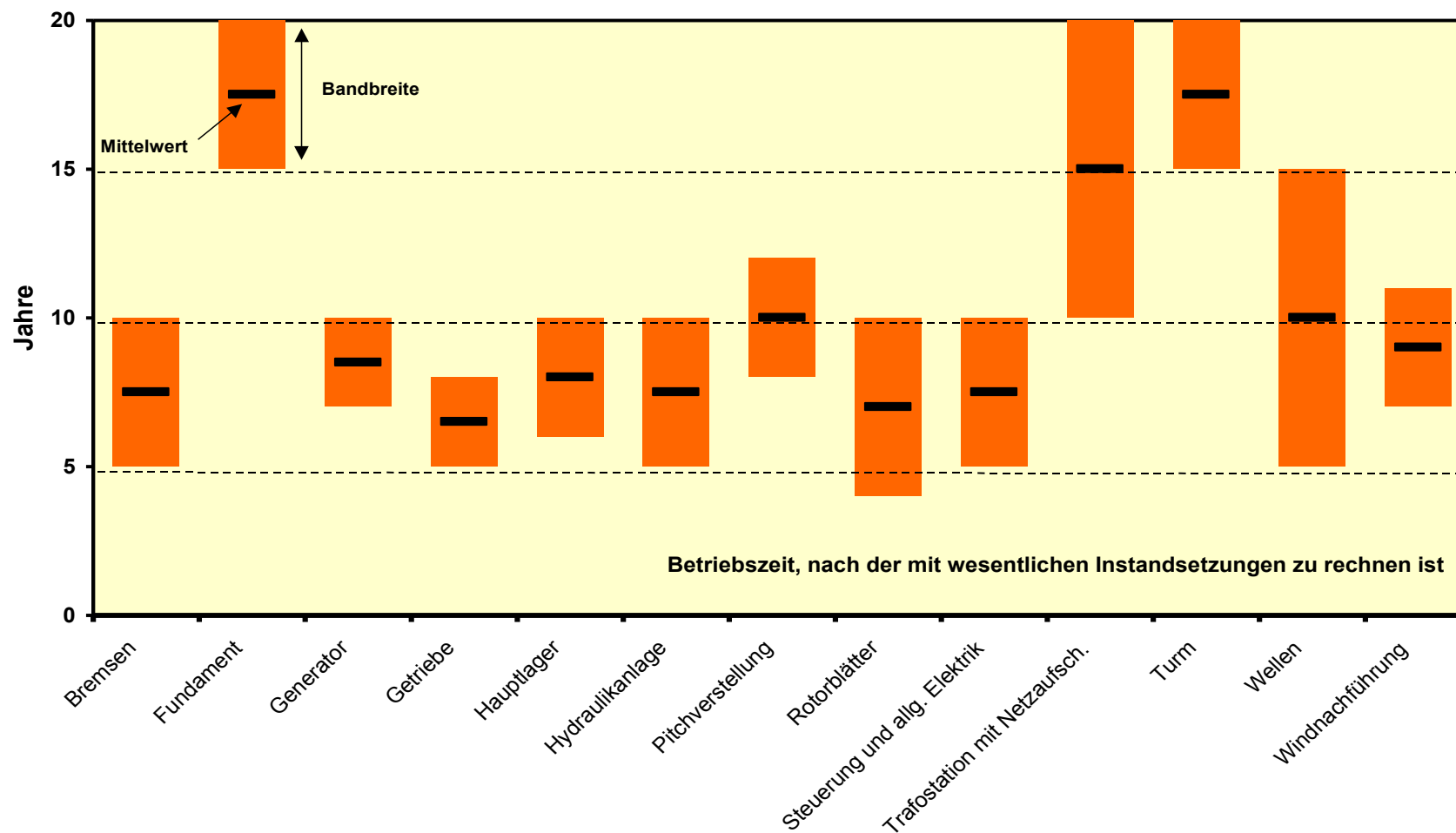
Davon Instandhaltung

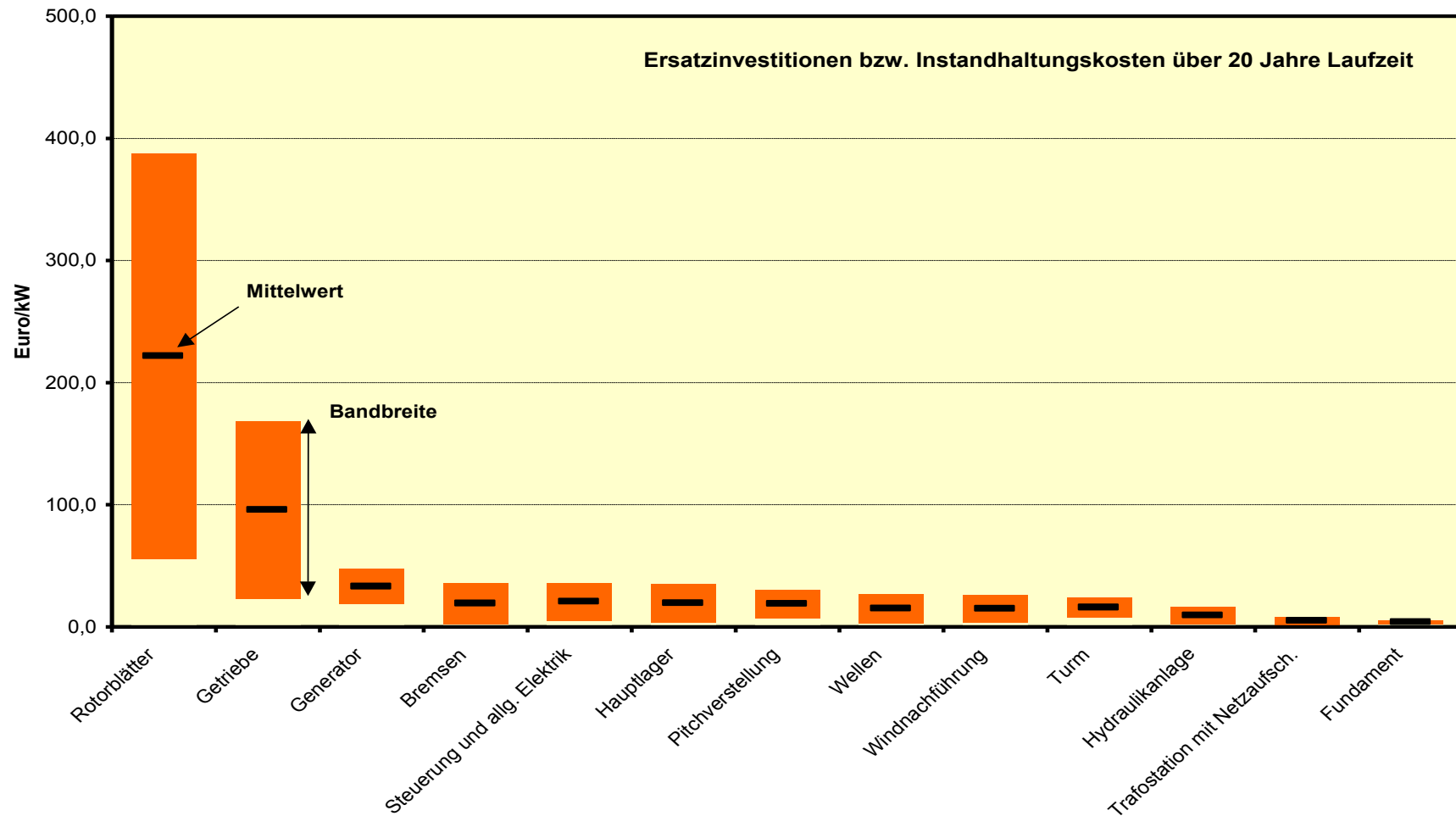
- 1. Dekade: 1,8% der WEA-Investition = 9% der Einspeiseerlöse
- 2. Dekade: 3,6% der WEA-Investition = 18% der Einspeiseerlöse

Annahmen:

- WEA-Investition: 895 €/kW
- Preissteigerung: 1%/a
- Ausnutzung 2.000 h/a
- Einspeisevergütung: 9 ct/kWh
- Ersatzinvestitionen: 54% der WEA-Investition (= 483 €/kW)

Häufigkeit von Instandsetzung



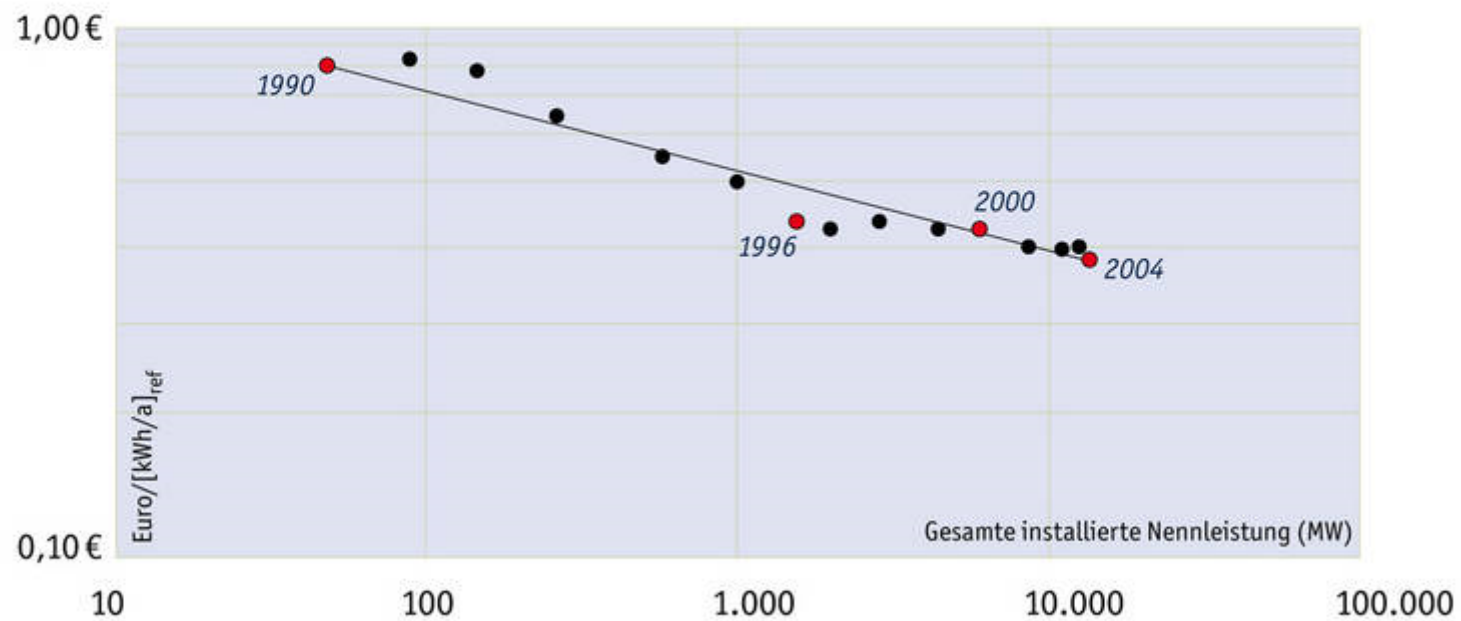




Windkraftanlagen werden immer günstiger

Lernkurve Windenergie.

WEA-Preis pro kWh Jahresenergieertrag (Referenzstandort)



Grafik: Bundesverband WindEnergie e.V.
Quelle: ISET, 2005

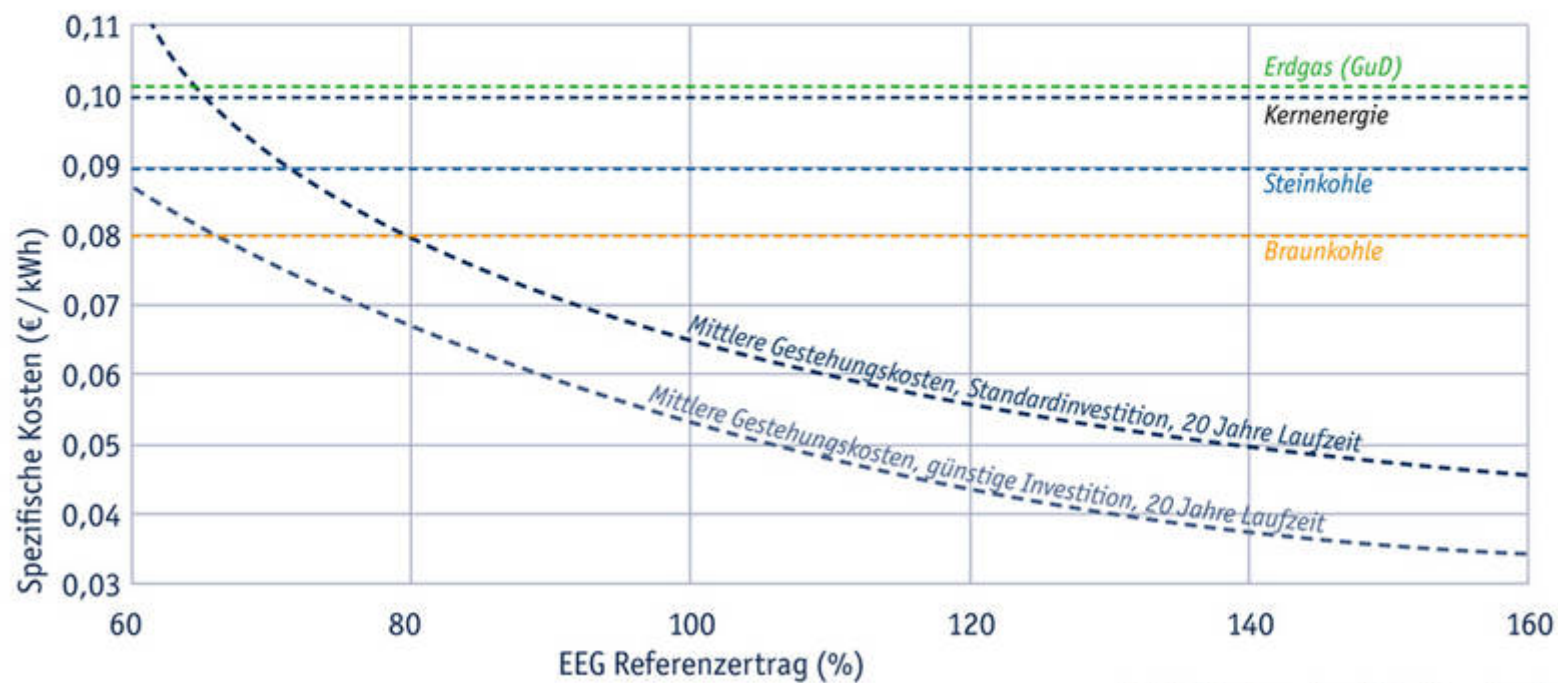


- Definition laut EEG
 - 30 m Höhe
 - 5,5 m/s Windgeschwindigkeit im Jahresmittel.
- Beispiel mit typischer Windverteilung:
 - 1,5 MW
 - 100m Turmhöhe
 - 4,5 Mio. kWh



Gestehungskosten im Vergleich

Windenergie auf dem Weg zur günstigsten Stromquelle

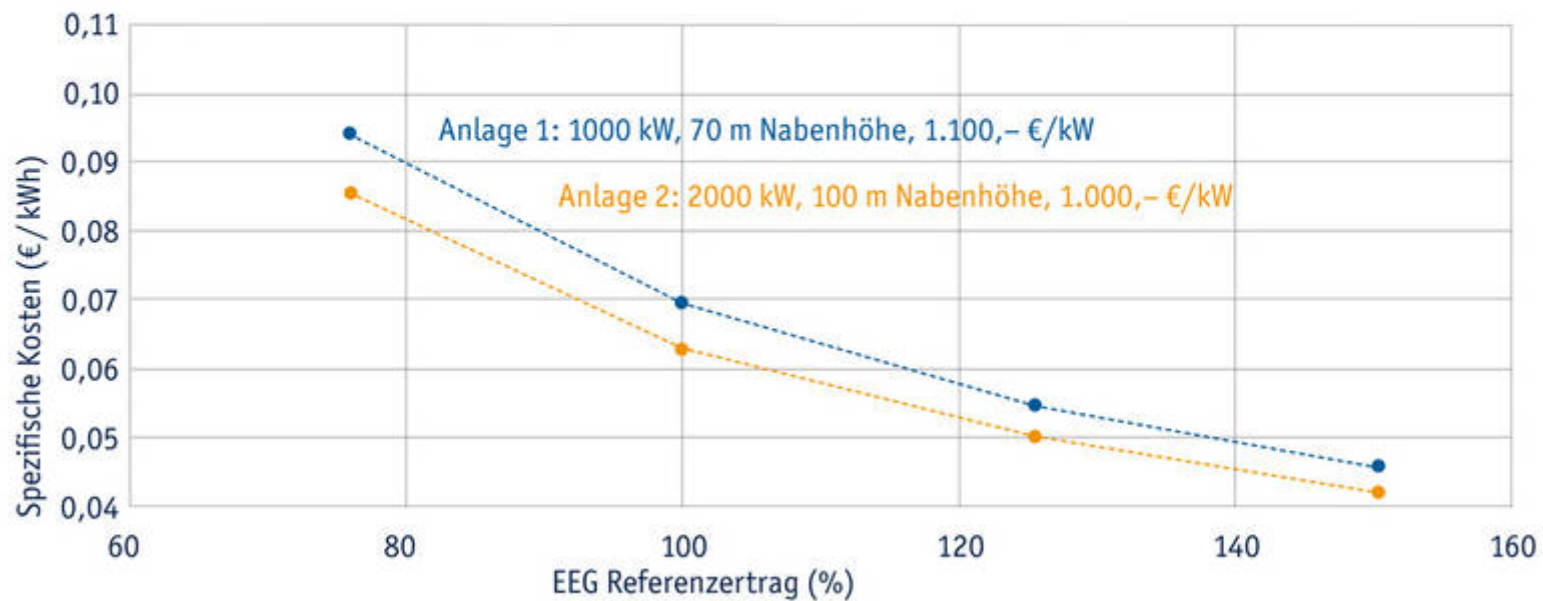


Grafik: Bundesverband WindEnergie e.V.
Quelle: ISET, 2005



Gestehungskosten im Vergleich

Vergleich der Stromgestehungskosten
für unterschiedliche Anlagengrößen



Grafik: Bundesverband WindEnergie e.V.
Quelle: BWE, ISET, 2005



$$A = \frac{(1+p)^n \cdot p}{(1+p)^n - 1}$$

mit :

A = jährliche Kapitalkosten [%]

p = Realzins (inflationsbereinigt) [%]

n = Kapitalrückführungsdauer [a]

	Zinssatz p [%]					
n [a]	3	4	5	6	7	8
5	21,840 %	22,460 %	23,100 %	23,740 %	24,390 %	25,050 %
10	11,720 %	12,330 %	12,950 %	13,590 %	14,240 %	14,900 %
15	8,337 %	8,994 %	9,634 %	10,300 %	10,980 %	11,680 %
20	6,722 %	7,358 %	8,024 %	8,719 %	9,439 %	10,190 %
25	5,743 %	6,401 %	7,095 %	7,823 %	8,581 %	9,368 %
30	5,102 %	5,783 %	6,505 %	7,265 %	8,059 %	8,883 %
35	4,654 %	5,358 %	6,107 %	6,897 %	7,723 %	8,580 %
40	4,326 %	5,052 %	5,828 %	6,646 %	7,501 %	8,386 %

0,04 – 0,13 €/kW



EEG – 2012

Windkraft Onshore



Auswirkungen EEG-Novelle und weiterer Aspekte auf Windenergieausbau

Vergütungshöhe für 2012 bleibt unverändert bei 8,93 Cent/kWh

Um ein Jahr verlängerter Systemdienstleistungsbonus (bis 31.12.2014)

Bonus für Repowering bleibt erhalten

Erhöhung der Degression von 1 % auf 1,5 % jährlich

Verringerung baurechtlicher Hürden (Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen)

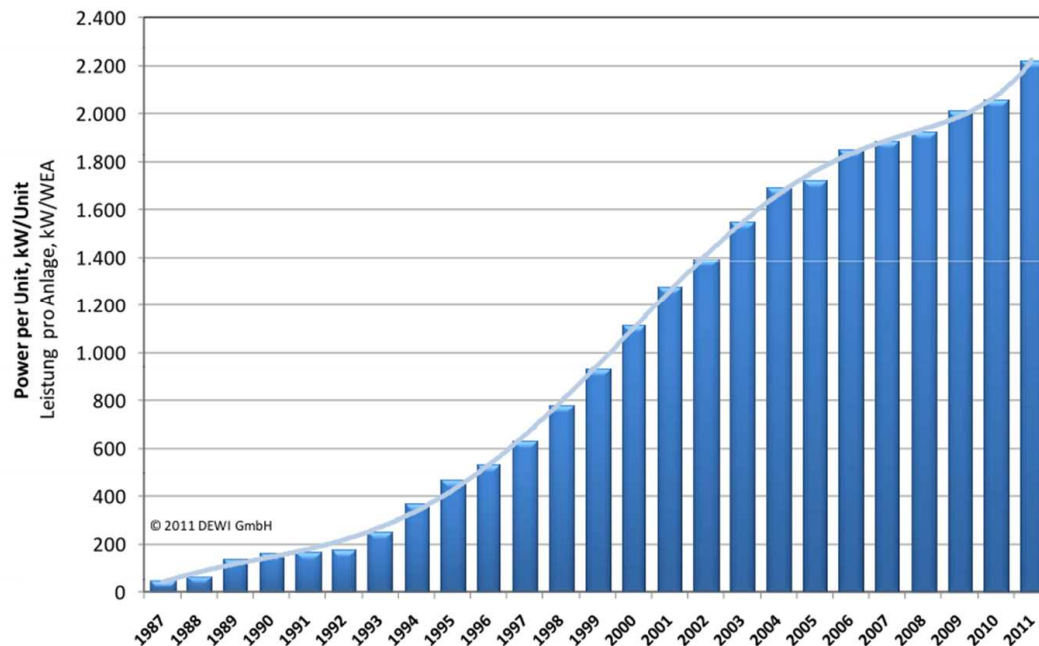
Ankündigung zügigerer Genehmigungsverfahren

Umfangreiche Ausweisungen neuer Windflächen



Ausbau der Windenergie

Durchschnittlich installierte Leistung pro WEA



» Anlagen werden:

- » Höher
- » Größer
- » Leistungsstärker
- » Besser integrierbar

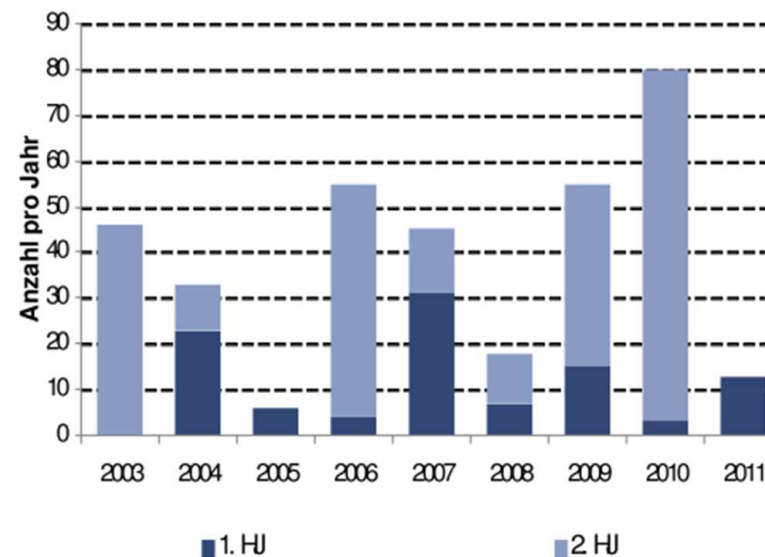
Aber auch:

- » Leiser
- » Langsamer
- » Mit neuer Befeuerung
nachts unsichtbar

Repowering: Alternative zur Neuplanung

- » Möglichkeit der Nutzung sehr guter Standorte
- » Erhöhung der Akzeptanz, da weniger und leisere Anlagen
- » Leistungsbegrenzung auf maximal 5-fache Leistung entfällt im EEG 2012
- » In Schleswig-Holstein ist Repowering auch außerhalb von Vorrangflächen möglich
- » Bisher sehr verhaltenes Repowering
2010: 6,9 MW
2011 1HJ: 42 MW aber 793 MW neu

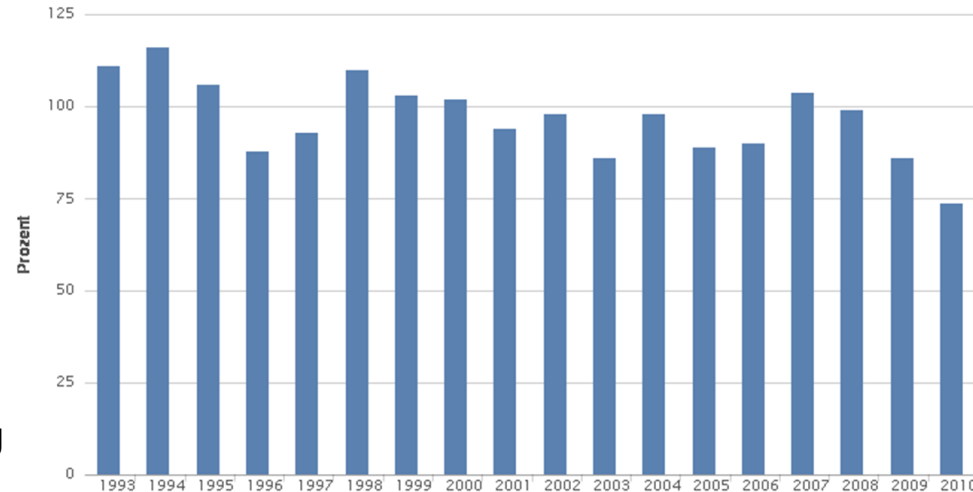
Anzahl repowerter Anlagen



Einflussfaktoren Windenergienutzung

- » **Winddargebot**
- » **Förderung**
- » **Häufigkeit von Abregelungen
bei Netzüberlastung**
- » **Ausgleichszahlungen**
- » **Strompreis**
- » **Regelung für Direktvermarktung**

Windjahr in Prozent zum langjährigen Mittel

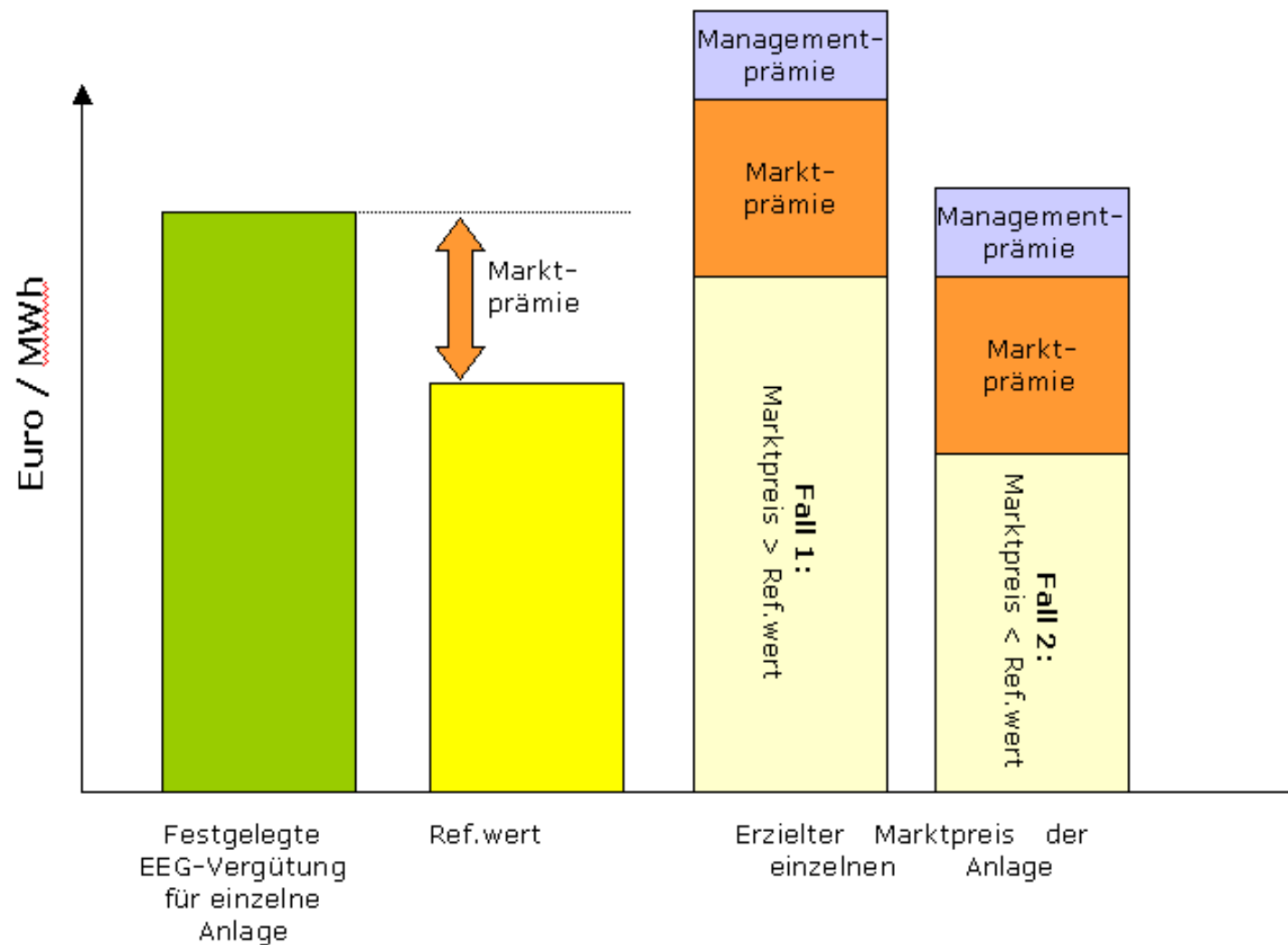




EEG – 2012

Marktprämie

- Differenz zwischen der für jede Energieform festgelegten Vergütung und dem monatlich ermittelten durchschnittlichen Börsenpreis für Strom (EPEX)
- $\text{Marktprämie} = \text{EEG} - (\text{MW} - \text{Pm})$
 - MW : Monatsmittelwert Marktpreis
 - Pm : Managementprämie





EEG – 2012

Managementprämie

Höhe der Managementprämie

Jahr	Wind on- und offshore, Solar	Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse, Geothermie
2012	1,2 ct/kWh	0,3 ct/kWh
2013	1,0 ct/kWh	0,275 ct/kWh
2014	0,85 ct/kWh	0,25 ct/kWh
2015	0,7 ct/kWh	0,225 ct/kWh

- Weiterer Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt in einem gesetzlich festgelegten Ausbaukorridor: 40 bis 45 Prozent im Jahre 2025, 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035.
- **Photovoltaik:** Jetzt geltende Regelung (u.a. „atmender Deckel“) wird beibehalten
- **Biomasse:** Begrenzung des Zubaus auf überwiegend Abfall- und Reststoffe
- **Wind an Land:** Senken der Fördersätze, insbesondere bei windstarken Standorten
- **Wind an See:** Ausbaupfad auf 6,5 GW für 2020 angepasst, bzw. 15 GW bis 2030
- **Wasserkraft:** Regelungen werden beibehalten



EEG – 2014+

Koalitionsvertrag II

- Ab 2018 Ermittlung der Förderhöhe über Ausschreibungen mit vorheriger Prüfung in Pilotprojekt
- Degression der Einspeisevergütungen sowie stärker marktwirtschaftlich orientierte Förderung; Streichung von Grünstromprivileg sowie Überprüfung und weitgehende Streichung von Bonusregelungen
- Verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen ab 2017 (bis dahin nur für Neuanlagen ab 5 MW)
- Beibehaltung des Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien mit Prüfung, ob große Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien einen Grundlastanteil ihrer Maximaleinspeisung garantieren müssen (schrittweise Einrichtung einer „virtuellen Grundlastfähigkeit“ durch Speicher, abschaltbare Lasten, fossile Kraftwerke, nachfrageabhängig regelbare erneuerbare Energien)
- Europarechtskonforme Ausgestaltung des EEG unter Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie (Erhaltung und zukunftsfähige Weiterentwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung)



EIFER

EEG – 2014

Realisierung Wind

- 8,9 ct für 5 Jahre
- 4,95 ct Grundvergütung (15 Jahre)
- Verpflichtung zur Direktvermarktung
 - > 500 kW bzw. > 100 kW 2016
- Managementprämie integriert
- Kein Grünstromprivileg
- Kein Systemdienstleistungsbonus
- Kein Repoweringbonus
- Ausbaukorridor 2.500 kW Netto
- Ausschreibung ab 2017/2018
- Alle Anlagen fernsteuerbar
- EEG Umlage auf Eigenverbrauch/Nahverbrauch

Politischer Wille und wirtschaftliche Realität

