

# Offshore-Windenergie – Status und Perspektiven (inkl. energiewirtschaftliche Bedeutung und Kostensenkungspotenziale)

Andreas Wagner, Geschäftsführer  
**Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE**

Jubiläumssymposium des SWE  
Stuttgart, 24. Juli 2014



# Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

- 2005 gegründet
- Überparteiliche, unabhängige und gemeinnützige Einrichtung zur Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See
- Erwerb der Eigentumsrechte am Testfeld alpha ventus (09/2005); Begleitung und Moderation des Gesamtvorhabens
- Büros in Varel (seit 2005) und Berlin (seit 2011), 8 Mitarbeiter plus Vorstand und Präsidium (ehrenamtlich)
- Ganze Breite der Stakeholder der Offshore-Windenergie in Stiftungsgremien vertreten - Kuratorium mit Vertretern aus Politik, Industrie, Forschung und Verbänden, AG Betreiber



Geфördert von:

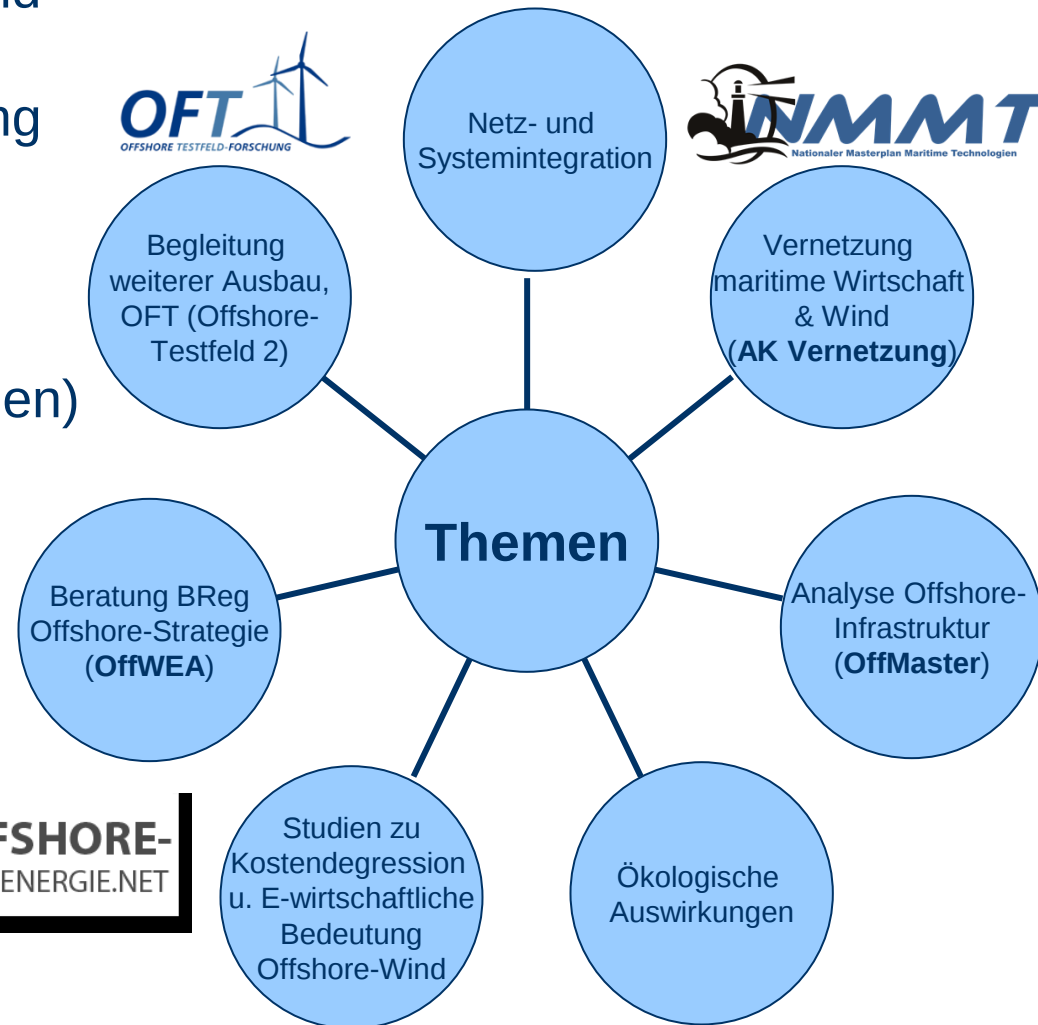


# Unsere Arbeit

- Unabhängiges Sprachrohr und Kommunikationsplattform für Politik, Wirtschaft & Forschung
- Durchführung von Drittmittelprojekten
- Moderationsprozesse und Impulsgeber (Initiativen/Studien)
- Informationen, Presse- & Öffentlichkeitsarbeit



**OFFSHORE-**  
WINDENERGIE.NET



# Faktencheck Offshore-Wind I

## Offshore Windenergie ist eine junge Technologie mit großem wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichem Potenzial

### Fakten

- Offshore-Wind steht am Anfang der Lernkurve (anders als PV und Onshore)
- Die normalisierte Einspeisevergütung für Offshore ist heute niedriger als bei PV (auf 20 Jahre: 10,5 vs. 11,0 ct/kWh)
- Derzeit werden Offshore-Parks einzeln realisiert
- Offshore-Windparks erreichen über 4000 Vollaststunden - deutlich mehr als PV und Onshore-Windparks

### Folgerungen

- Offshore-Wind benötigt „Anschubförderung“, hat aber erhebliches Kostensenkungspotential
- Offshore-Wind ist bei weitem nicht so förderungsintensiv wie oft behauptet
- Synergien zwischen benachbarten Windparks liegen auf der Hand
- Der energiewirtschaftliche Wert von Offshore-Strom ist höher als der von PV- oder Onshore-Wind-Strom

➔ **Vollaststunden und kostenseitige Lernkurve machen Offshore wettbewerbsfähig**

# Faktencheck Offshore-Wind II

## Offshore Windenergie ist für die deutsche Energiewende unverzichtbar

### Fakten

- Stetigere Erzeugung führt zu geringerem Speicherbedarf
- Die Kosten des notwendigen Netzausbaus sind kaum vom Ausbau Wind Offshore abhängig
- Bei einem Stopp von Offshore-Wind und Ersatz durch Onshore-Wind müssten zur Erreichung der EE-Ziele in Deutschland ca. 25.000 zusätzliche WEA Onshore errichtet werden



### Folgerungen

- Wind Offshore ist nötig, um exzessiven Bau von Speichern zu verhindern
- Netzausbau ist kein Argument gegen Offshore; ohne Netzausbau wird die Energiewende in keiner Form gelingen
- Die Ziele Deutschlands bei EE sind ohne Offshore kaum zu erreichen

➡ Ohne Offshore-Wind ist die deutsche Energiewende massiv gefährdet

# Erste Betriebsergebnisse Ostsee

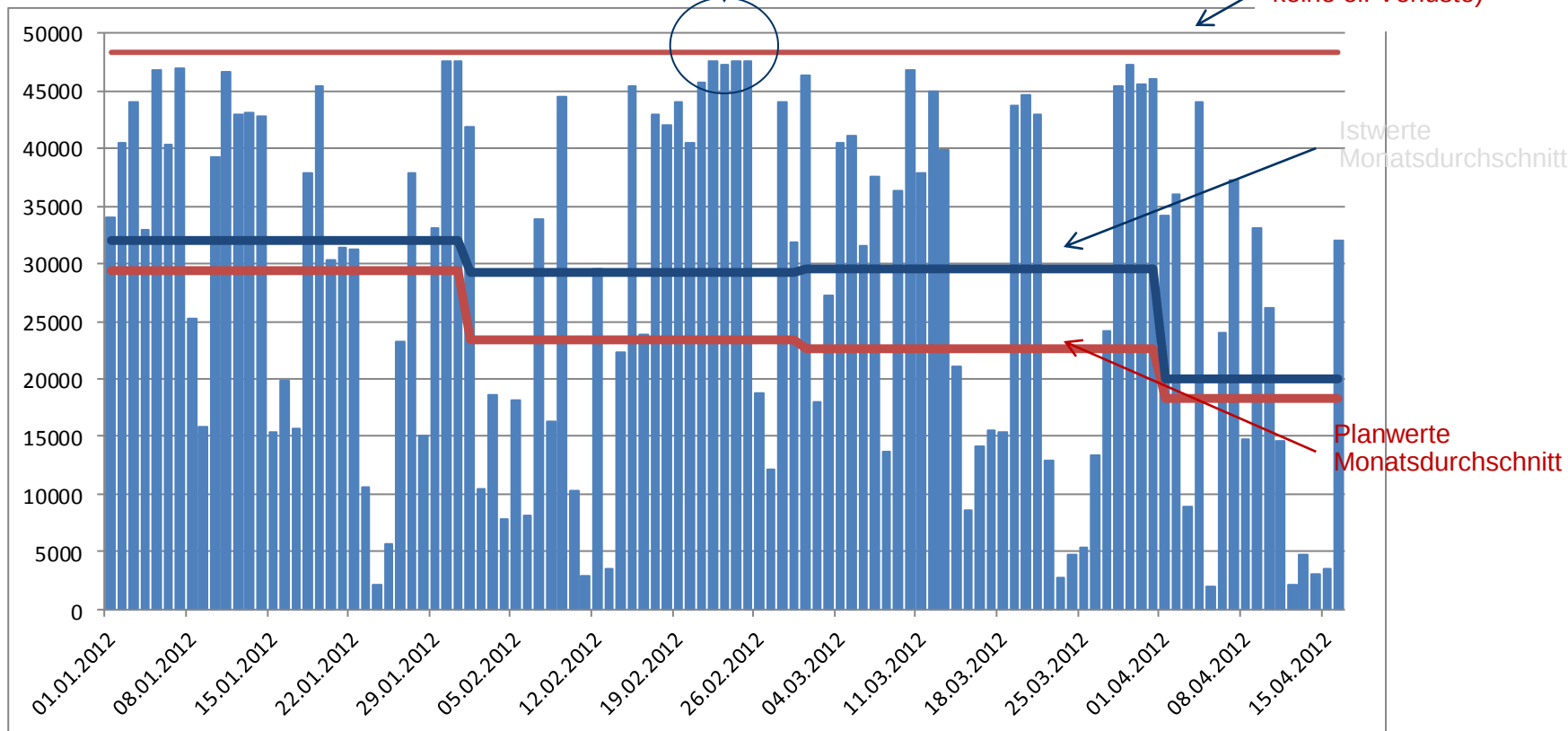
## Fallbsp. 2 - Betrieb EnBW Baltic 1

Bestätigt die für offshore-typischen langen Phasen mit hohen Erzeugungs- bzw. Leistungswerten (Basis: Tageswerte).

**„Rekord“-Woche 20.2. – 26.2.2013 :**  
durchgängig >80% der Maximalleistung

Theoretischer  
Maximalwert=48.300kW  
(100% Verfügbarkeit,  
keine el. Verluste)

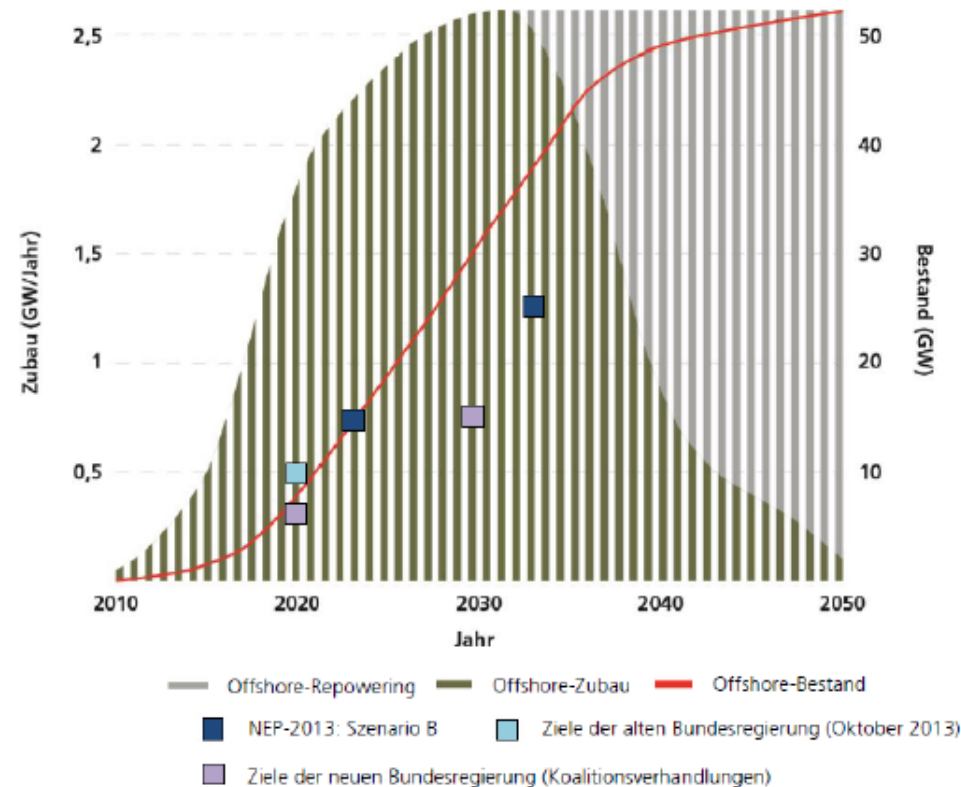
Leistung in kW



# 1. Politische Ausbauziele für Offshore-Wind (2020 und 2030)

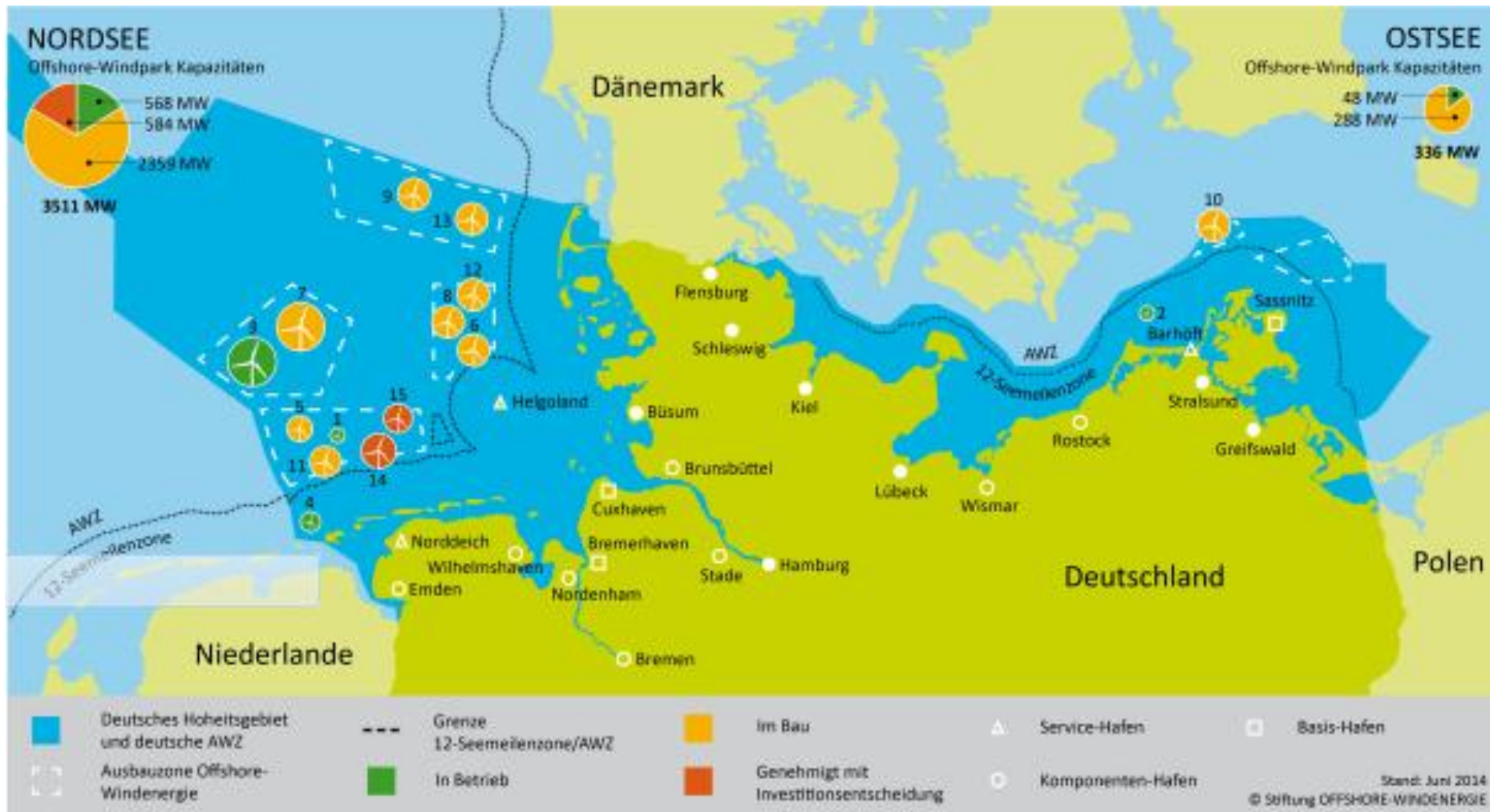
- **6,5 GW bis 2020** (+1,2 GW Netzkapazitäten)
  - 33 Prozent im Vergleich zum 10 GW-Ziel (NREAP von 2010)
- **15 GW bis 2030**
  - minus 25-40 Prozent als ursprgl. Ziel von 20-25 GW (Offshore-Strategie 2002 und IEKP der BReg)

- ⇒ **Kumulierte Investitionskosten** (exkl. Offshore-Netzanbindung):
- ca. 25 Mrd. Euro bis 2020 (Annahme: ca. 4 M€/MW)
  - ca. 50 Mrd. Euro bis 2030 (Annahme: ca. 3,5 M€/MW)
- ⇒ Neues Ziel für 2030 entspricht Zubau von 800 MW p.a. (nach 2020) d.h. gebremste Ausbaudynamik, statische Entwicklung



# Offshore-Windparks in Deutschland

## Ausbaustand 06/2014



Siehe auch [www.offshore-windenergie.net](http://www.offshore-windenergie.net)

# Offshore Windparks in Deutschland

## Ausbaustand 1. Halbjahr 2014

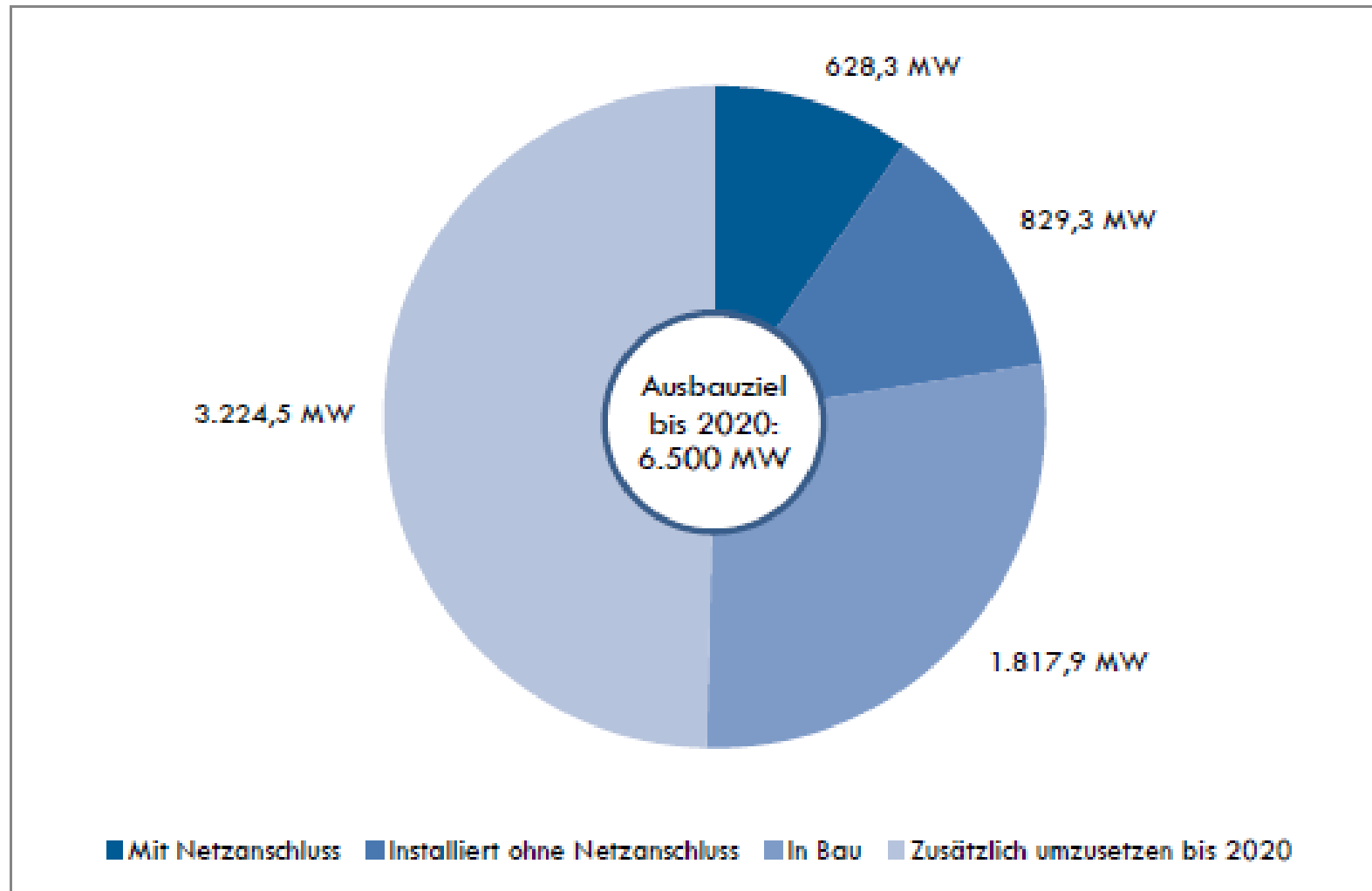


Abbildung 2: Offshore-Leistung in konkreter Umsetzung (d.h. mindestens in Bau befindlich) und ihr Anteil an dem Ziel der Bundesregierung von 6.500 MW bis 2020

# Offshore Windparks in Deutschland

## In Betrieb und am Netz (Q2/2014)

### alpha ventus (DOTI)

In Betrieb seit 04/2010  
12 OWEA, 60 MW Gesamtleistung  
30 m Wassertiefe, 45 km Küstenentfernung  
Jährliche Stromproduktion ca. 250 GWh



### Baltic 1(EnBW)

- In Betrieb seit 05/2011
- 21 OWEA, 48 MW Gesamtleistung
- 18 m Wassertiefe, 15 km Küstenentfernung
- Jährliche Stromproduktion ca. 190 GWh

### BARD Offshore 1 (BARD/Ocean Breeze)

- In Betrieb seit 08/2013
- 80 OWEA, 400 MW Gesamtleistung
- 40 m Wassertiefe, 90 km Küstenentfernung  
120 km HGÜ Seekabel



### Riffgat (EWE)

- In Betrieb seit 02/2014
- 30 OWEA, 108 MW Gesamtleistung
- 20 m Wassertiefe, 15 km Küstenentfernung
- Verzögerte Netzanbindung  
(OWP betriebsbereit seit 08/2014)

# Überblick Offshore Windparks in Deutschland

(Status Juni 2014)



Insgesamt > 20 weitere OWP vollständig genehmigt –  
d.h. knapp **7 GW zusätzliche Kapazitäten**

# Amrumbank West (288 MW)



- Baubeginn: April 2013
- Inbetriebnahme<sub>geplant</sub>: ab Q1/2015
- Netzanbindungsverzögerung: > 12 Monate
- Baufortschritt: 30 Fundamente installiert, UW errichtet, Innerparkverkabelung in Bau, OWEA ab Januar 2015
- Inbetriebnahme / Netzeinspeisung vssl. bis Q3/2015
- Wassertiefe: 19-24 m
- Küstenentfernung: ~ 40 km



© E.ON Climate & Renewables GmbH

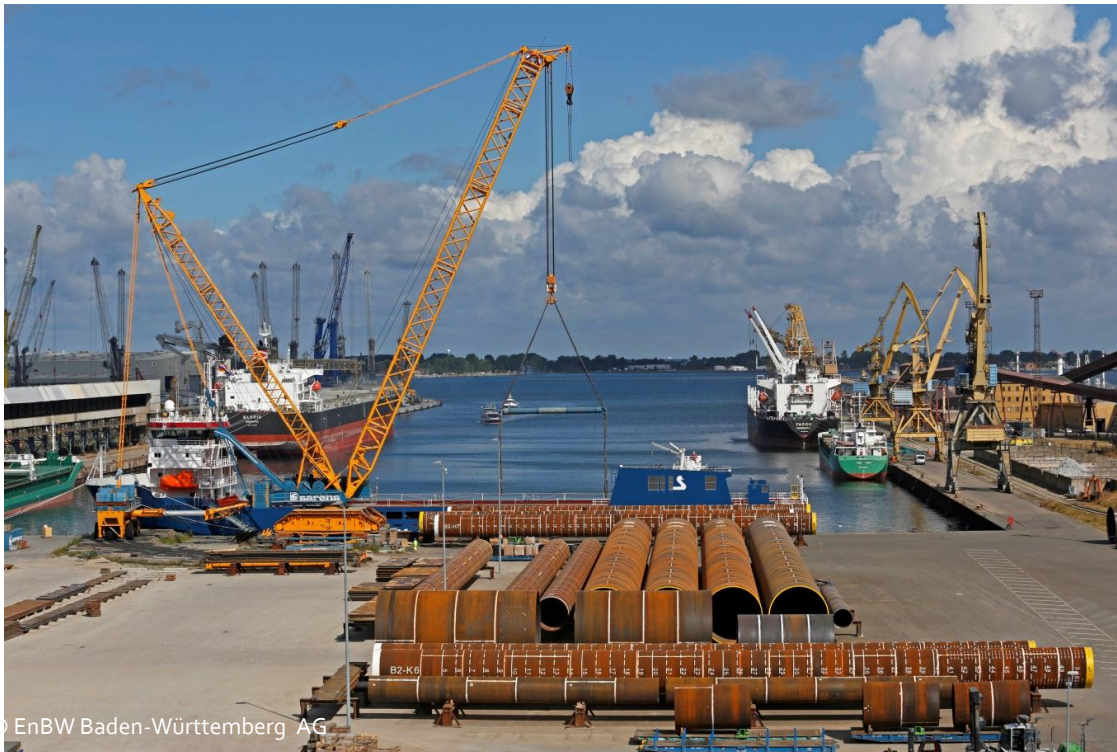


© E.ON Climate & Renewables GmbH

# Baltic 2 (288 MW)



- Baubeginn: Juli 2013
- Inbetriebnahme<sub>geplant</sub>: ab Ende 2014
- Baufortschritt: Monopiles und Jacketpiles eingebracht, Errichtung Jackets ab Mitte 2014, Turbinenfertigung, Parkverkabelung ab Mitte 2014, UW bis Ende 2014, Errichtung OWEA ab Sommer 2014
- Inbetriebnahme / Netzeinspeisung vssl. bis Frühjahr 2015
- Wassertiefe: 23-44 m, Küstenentfernung: 32 km nördl. Rügen



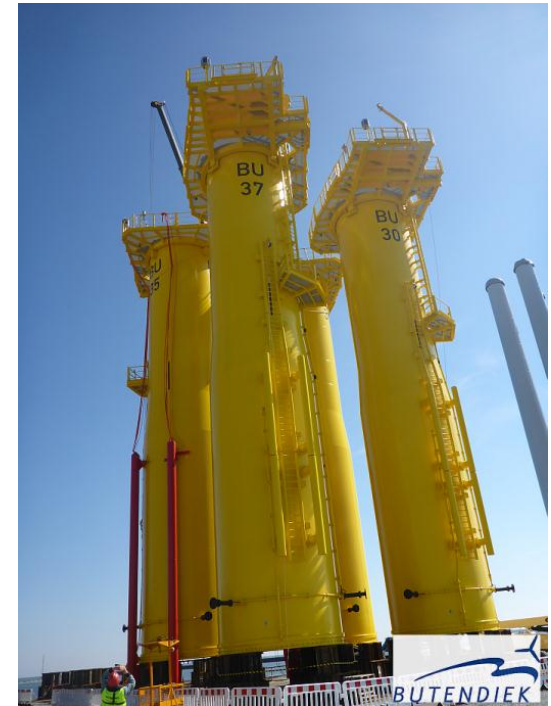
# Borkum Riffgrund 1 (312 MW)

- Baubeginn: 2013
- Inbetriebnahme<sub>geplant</sub>: Herbst 2014
- Baufortschritt: 45 Fundamente errichtet
- Inbetriebnahme / Netzeinspeisung.bis 2015
- Wassertiefe: 28 bis 32 m
- Küstenentfernung: 54 km



# Butendiek (288 MW)

- Baubeginn: April 2014
- Inbetriebnahme<sub>geplant</sub>: Mitte 2015
- Netzanbindungsverzögerung: 3 Monate
- Baufortschritt: 36 Fundamente errichtet, UW installiert, Parkverkabelung ab Mitte Juni 2014
- Inbetriebnahme / Netzeinspeisung ab Ende 2014
- Wassertiefe: 17 bis 22 m
- Küstenentfernung: 32 km von Sylt, 53 km vom Festland



# DanTysk (288 MW)



- Baubeginn: Ende 2012
- Inbetriebnahme: Oktober 2014
- Netzanbindungsverzögerung: 12 Monate
- Baufortschritt: Fundamente & UW in 2013 errichtet, Parkverkabelung zu 70% verlegt, Errichtung OWEA bis September 2014 abgeschlossen
- Inbetriebnahme / Netzeinspeisung ab Herbst 2014
- Wassertiefe: 21 bis 32 m
- Küstenentfernung: 70 km westl. Sylt



© DanTysk Offshore Wind GmbH

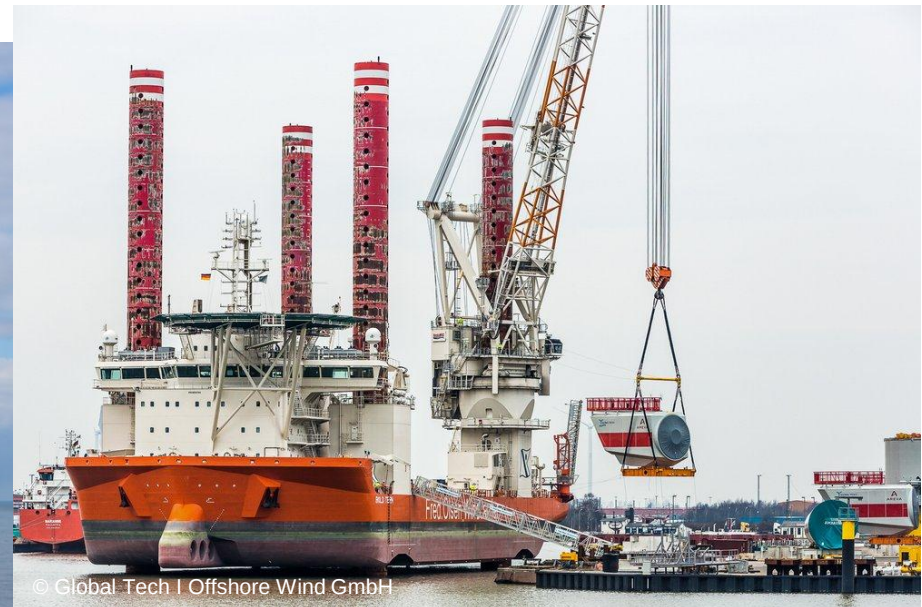
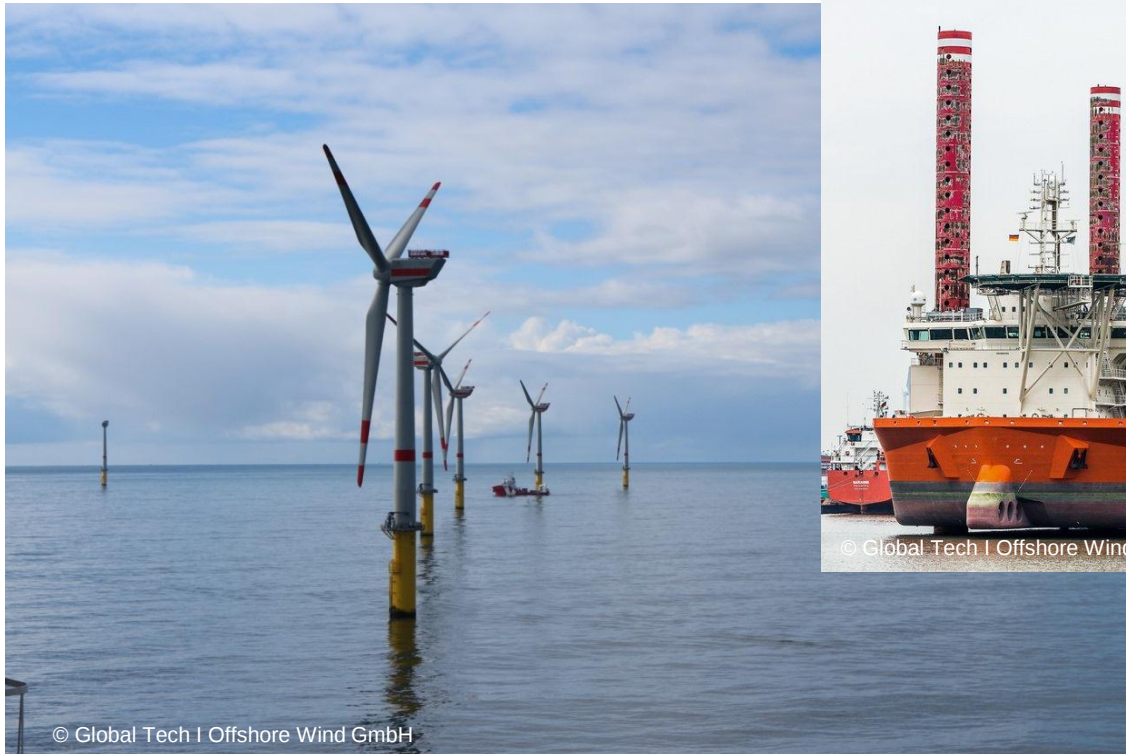


© DanTysk Offshore Wind GmbH



© DanTysk Offshore Wind GmbH

- Baubeginn: Mitte 2012
- Netzanbindungsverzögerung: 24 Monate
- Baufortschritt: UW errichtet, 78 Fundamente / 26 OWEA installiert
- Inbetriebnahme / Netzeinspeisung: ab Herbst 2014 (BorWin II)
- Wassertiefe: 39 bis 41 m
- Küstenentfernung: 110 km vor Cuxhaven



# Meerwind Süd/Ost (288 MW)

WindMW

Baubeginn: 2012

Inbetriebnahme<sub>geplant</sub>: 2013

Netzanbindungsverzögerung: 24 Monate

Baufortschritt: Fundamente, UW, OWEA vollständig errichtet seit März 2014

Inbetriebnahme / Netzeinspeisung vssl. bis Oktober 2014

Wassertiefe: 30 m

Küstenentfernung: 23 km nordöstl. Helgoland bzw. 105 km Cuxhaven, und 120 km von Bremerhaven



# Nordsee Ost (295 MW)

VORWEG GEHEN

Baubeginn: 2012

Inbetriebnahme<sub>geplant</sub>: Herbst 2013

Netzanbindungsverzögerung: ca. 24 Monate

Baufortschritt: Fundamente, Parkverkabelung, UW vollständig  
errichtet

Errichtung OWEA ab Mai 2014

Inbetriebnahme / Netzeinspeisung geplant Frühjahr 2015

Wassertiefe: 22 bis 26 m



# Trianel Windpark Borkum (1. BA 200 MW)



Baubeginn: Sommer 2011

Inbetriebnahme<sub>geplant</sub>: Ende 2012/Anfang 2013

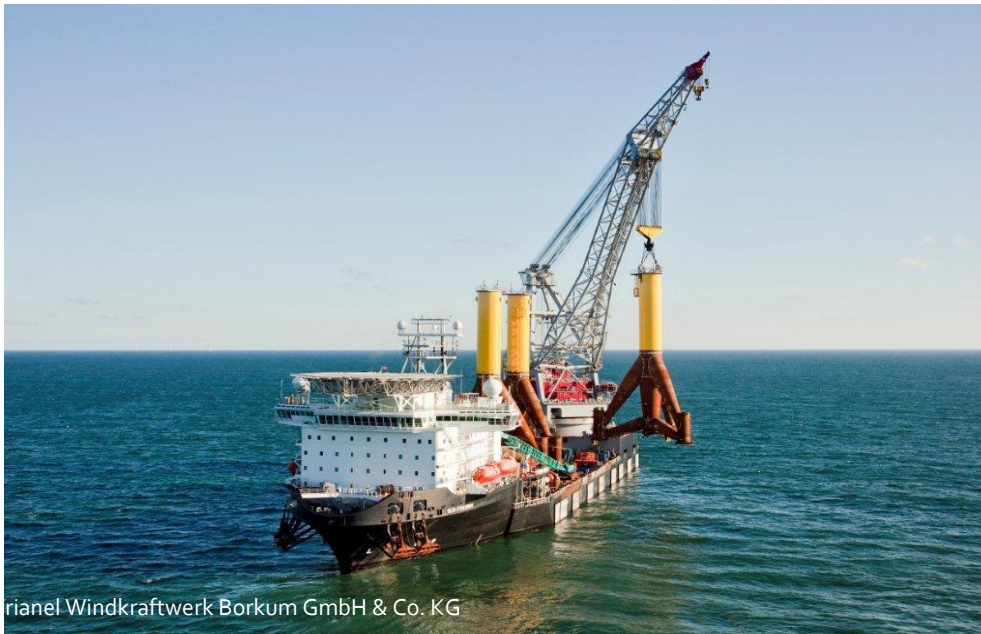
Netzanbindungsverzögerung: 18 Monate

Baufortschritt: Errichtung Fundamente, UW, Parkverkabelung und OWEA seit 01.06.2014 abgeschlossen

Inbetriebnahme / Netzeinspeisung vssl. bis Sommer 2014 abgeschlossen

Wassertiefe: 29 bis 33 m

Küstenentfernung: 45 km nördl. Borkum



© Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG



STIFTUNG  
OFFSHORE  
WINDENERGIE

Inklusive der als erforderlich bestätigten Maßnahmen für die Ostsee



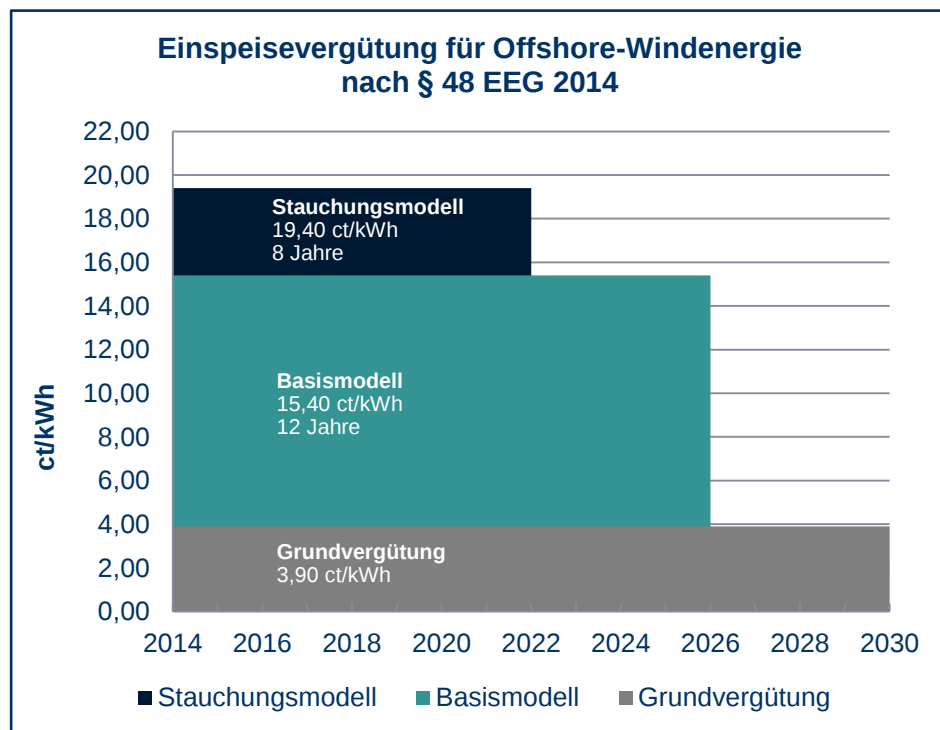
# Lange Leitung: Offshore-Gesetzgebung

|                                                                                                                                                                                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>2006</b>                                                                                                                                                                                                                    | §17 (2a) EnWG (Netzanbindungsverpflichtung, Rechtzeitigkeit)                                                                                                                                                                                                                                                           |
| <b>2009</b>                                                                                                                                                                                                                    | Einführung Netzanbindungssystem gem. Positionspapier (PP) der BNetzA (Kriterien)                                                                                                                                                                                                                                       |
| <b>seit 2010</b>                                                                                                                                                                                                               | Netzanbindungsverzögerungen > 30 Monate bis zu 50(+) Monate                                                                                                                                                                                                                                                            |
| <b>seit 2011</b>                                                                                                                                                                                                               | Diskussion um Haftungs- und Finanzierungsproblematik                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| <div><div><div><b>2011</b></div><div><b>04.08.2011</b></div><div><b>01.01.2012</b></div></div><div>EEG/EnWG-Novelle, Energiewendegesetzgebung<br/>Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt<br/>Inkrafttreten EEG 2012</div></div> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| <b>07.11.2011</b>                                                                                                                                                                                                              | TenneT Schreiben („Brandbrief“) an die BReg                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| <b>seit Ende 2011</b><br>(Nordsee)                                                                                                                                                                                             | keine termingerechten Verfahren (Ausschreibung/Vergabe) gem. PP BNetzA                                                                                                                                                                                                                                                 |
| <b>I. Quartal 2012</b>                                                                                                                                                                                                         | AG Beschleunigung Offshore-Netzanbindung (BMWi / BMU) – moderiert von SOW                                                                                                                                                                                                                                              |
| <b>02.07.2012</b>                                                                                                                                                                                                              | Eckpunkte der BReg (BMWi, BMU) zur Haftung / Systemwechsel                                                                                                                                                                                                                                                             |
| <b>01.01.2013</b>                                                                                                                                                                                                              | Inkrafttreten EnWG-Novelle 2013 mit Einführung regulatorischer Systemwechsel: <ul style="list-style-type: none"><li>- Szenariorahmen, ONEP 2013, BFP Nordsee/Ostsee (AWZ)</li><li>- BNetzA: Leitfaden zur Entschädigungsregelung</li><li>- <i>Festlegungsverfahren zur Kapazitätsübertragung/ -zuweisung</i></li></ul> |
| <b>2014</b>                                                                                                                                                                                                                    | <i>Bundesbedarfsplangesetz, ONEP 2014, bei Knappheit von Netzkapazität wird Versteigerung/Auktionierung von Anbindungskapazitäten durch BNetzA diskutiert</i>                                                                                                                                                          |
| <div><div><div><b>2013/2014</b></div><div><b>08.04.2014</b></div><div><b>01.08.2014</b></div></div><div>EEG-Novellierung<br/>Beschluss Bundeskabinett<br/>Inkrafttreten EEG 2014</div></div>                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |

# Vergleich EEG 2011/14 – Vergütungssystem für Offshore-Wind

|                  | § 31 EEG 2012                                            | § 48 EEG 2014                                             |
|------------------|----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| Grundvergütung   | 3,5 ct/kWh                                               | 3,9 ct/kWh*                                               |
| Basismodell      | 15,0 ct/kWh für 12 Jahre                                 | 15,4 ct/kWh* für 12 Jahre                                 |
| Stauchungsmodell | 19,0 ct/kWh für 8 Jahre<br>Inbetriebnahme vor 01.01.2018 | 19,4 ct/kWh* für 8 Jahre<br>Inbetriebnahme vor 01.01.2020 |

\*Vergütung beinhaltet Vermarktungskosten von 0,4 ct/kWh



# EEG 2014 – Verlängerung der (Anfangs)Vergütung

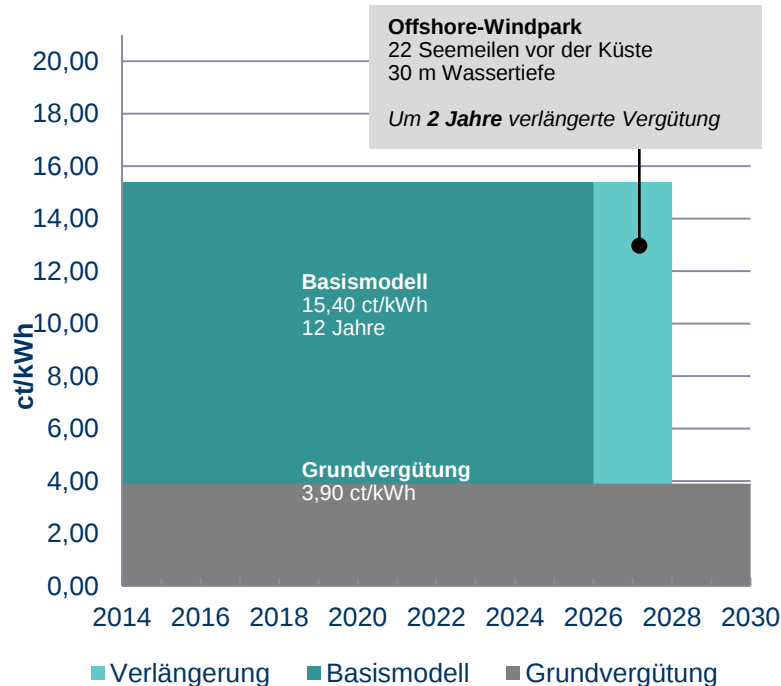
## § 31 EEG 2012

## § 48 EEG 2014

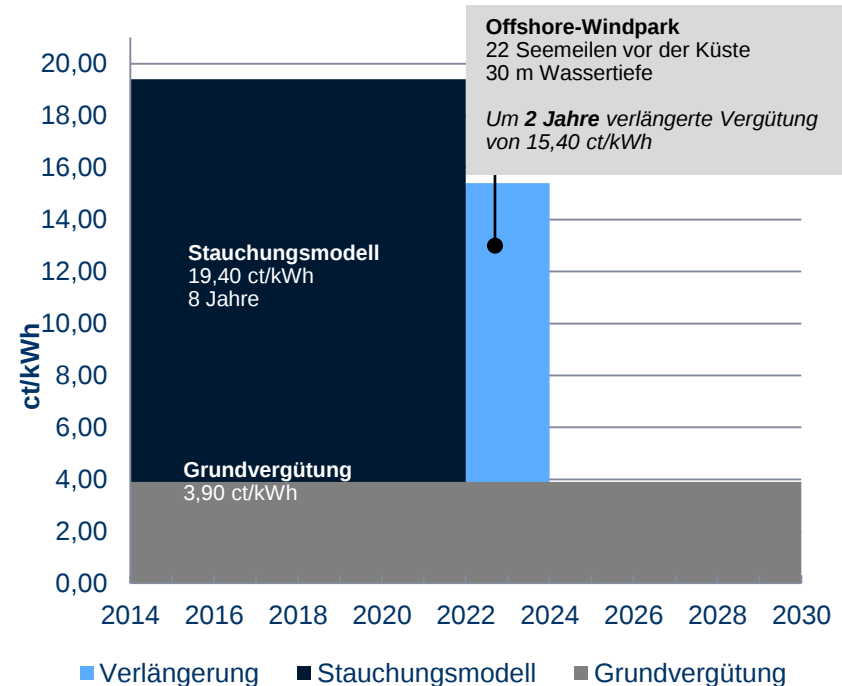
### Verlängerung

- Für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile Verlängerung um 0,5 Monate
- Für jeden Meter über 20 Meter hinausgehende Wassertiefe Verlängerung um 1,7 Monate

Verlängerung der Vergütung beim Basismodell  
nach § 48 EEG 2014



Verlängerung der Vergütung beim Stauchmodell  
nach § 48 EEG 2014



# Kostensenkungspotenzialstudie

FICHTNER

prognos

## Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland

Kurzfassung



Veröffentlichung der  
Kurzfassung im Aug. 2013

Auftraggeberkonsortium  
(Koordination: SOW)



# Ausgangsbasis: 2 Ausbauszenarien, 3 Standorttypen (Nordsee)

## Ergebnis der Szenarienfestlegung

| Installierte Leistung | Szen. 1 | Deutschland: 0,6 GW*<br>Europa: 6 GW | DE: 3,2 GW<br>EU: 13 GW | DE: 6 GW<br>EU: 20 GW  | DE: $\geq 9$ GW<br>EU: $> 20$ GW  |
|-----------------------|---------|--------------------------------------|-------------------------|------------------------|-----------------------------------|
|                       | Szen. 2 | Deutschland: 0,6 GW*<br>Europa: 6 GW | DE: 5-6 GW<br>EU: 25 GW | DE: 10 GW<br>EU: 40 GW | DE: $\geq 14$ GW<br>EU: $> 40$ GW |

### Windpark A

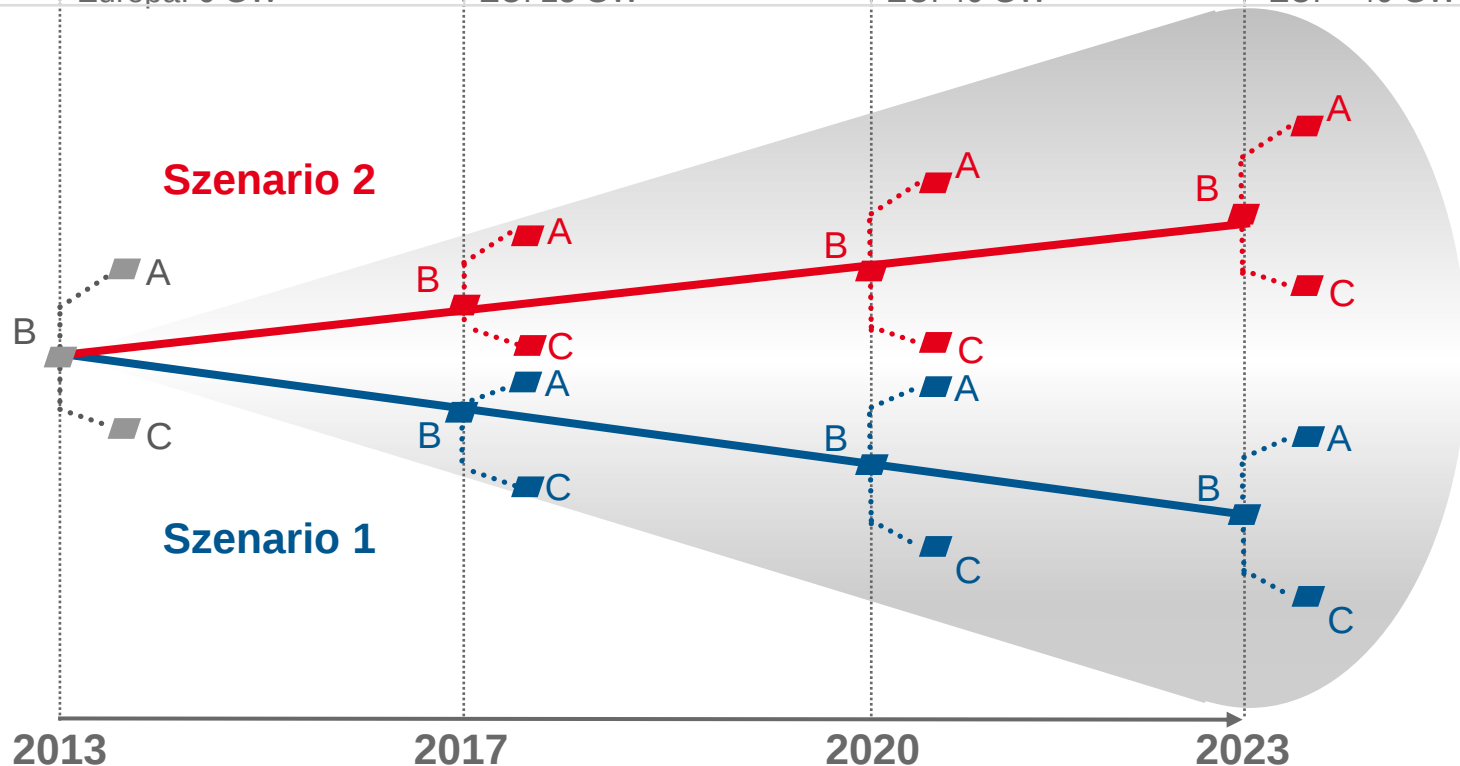
Wassertiefe 30 m  
Hafenentf. 40 km  
Windgeschw. 9,9 m/s

### Windpark B

Wassertiefe 40 m  
Hafenentf. 80 km  
Windgeschw. 10 m/s

### Windpark C

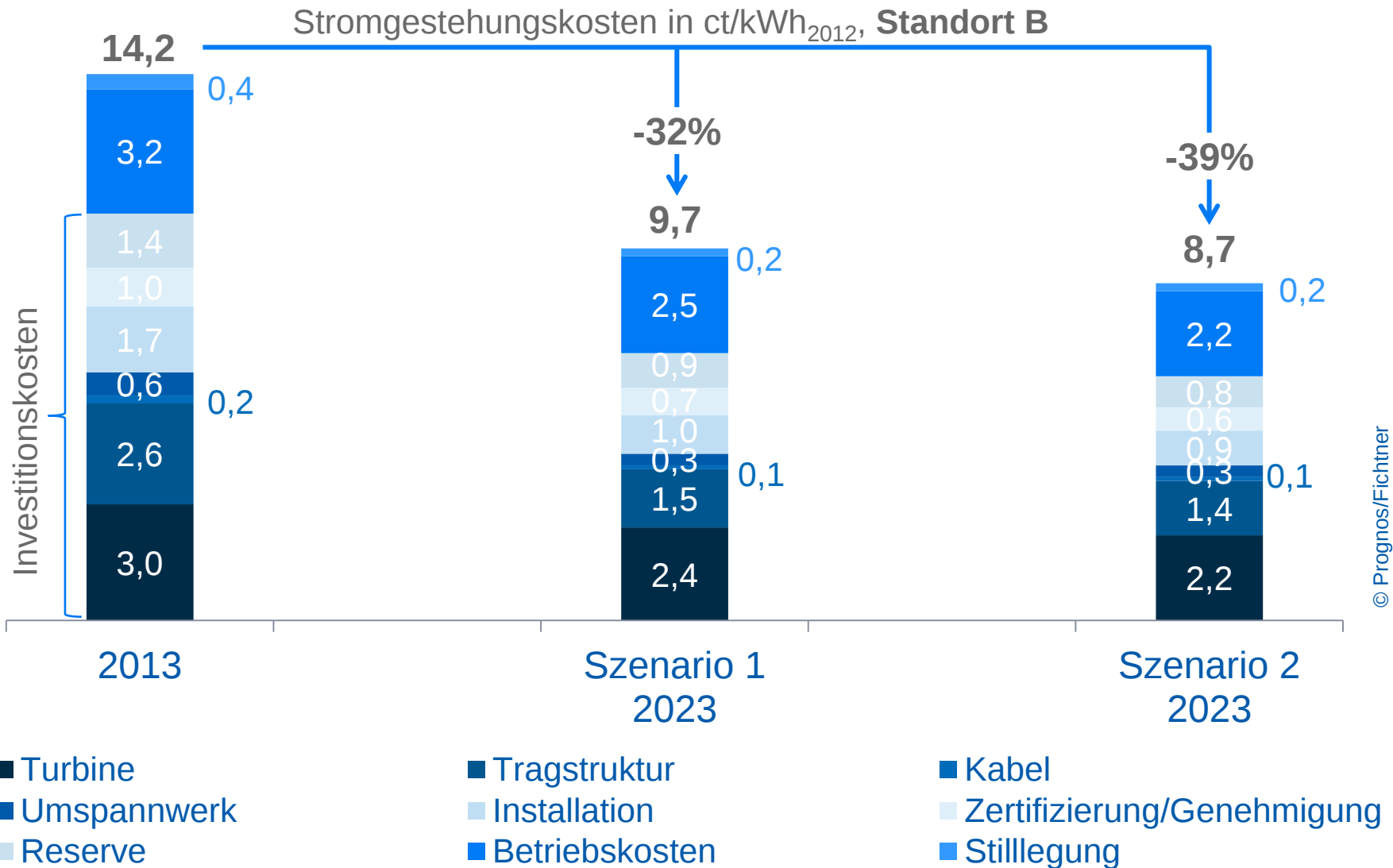
Wassertiefe 50 m  
Hafenentf. 120 km  
Windgeschw. 10,1 m/s



\* Erwarteter Jahresendwert der Installierte Leistung in Deutschland im Jahr 2013

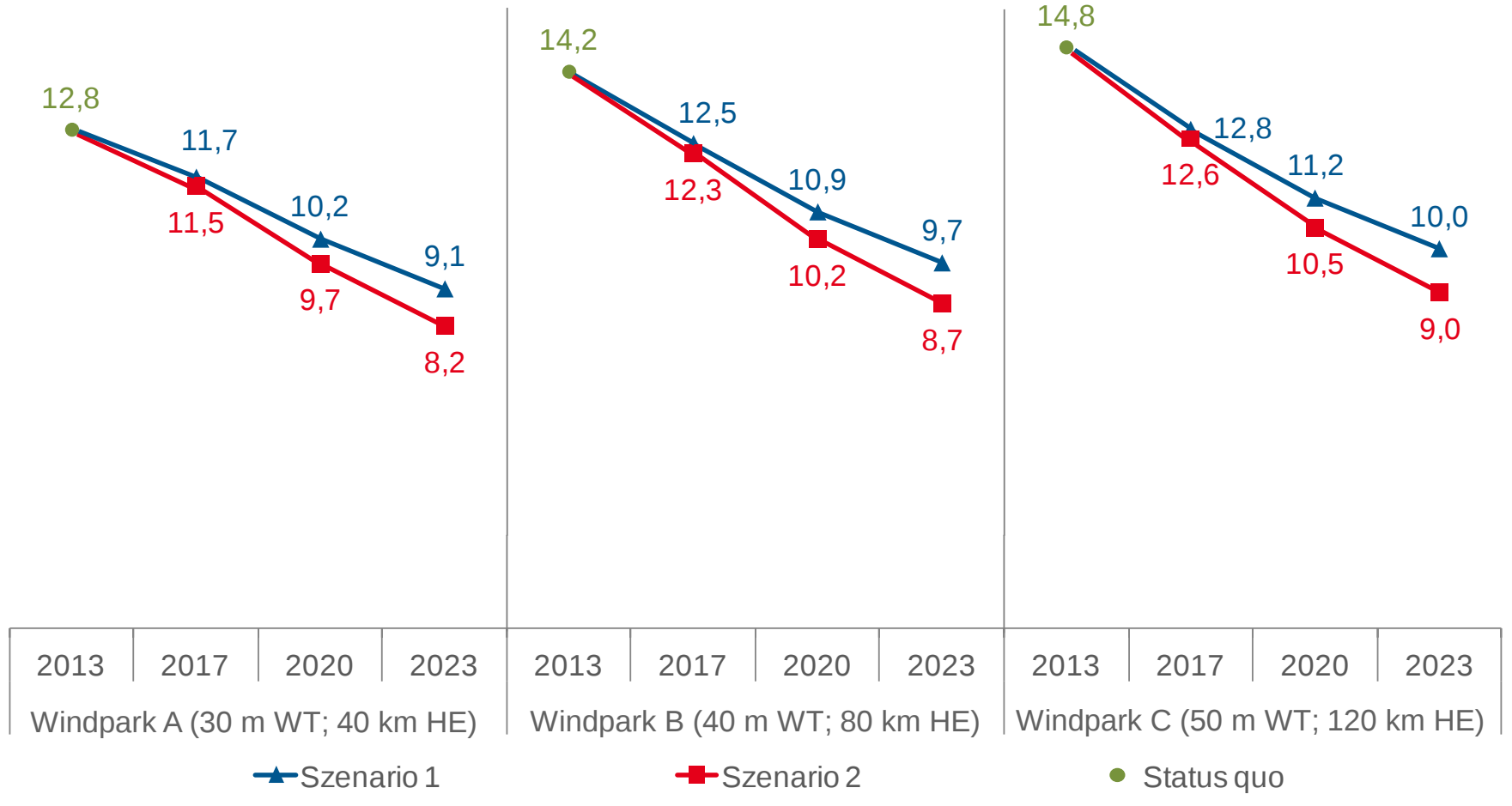
© Prognos/Fichtner 2013

# Ergebnis: Stromgestehungskosten und Kostensenkungspotenziale am Standort B (nominal)

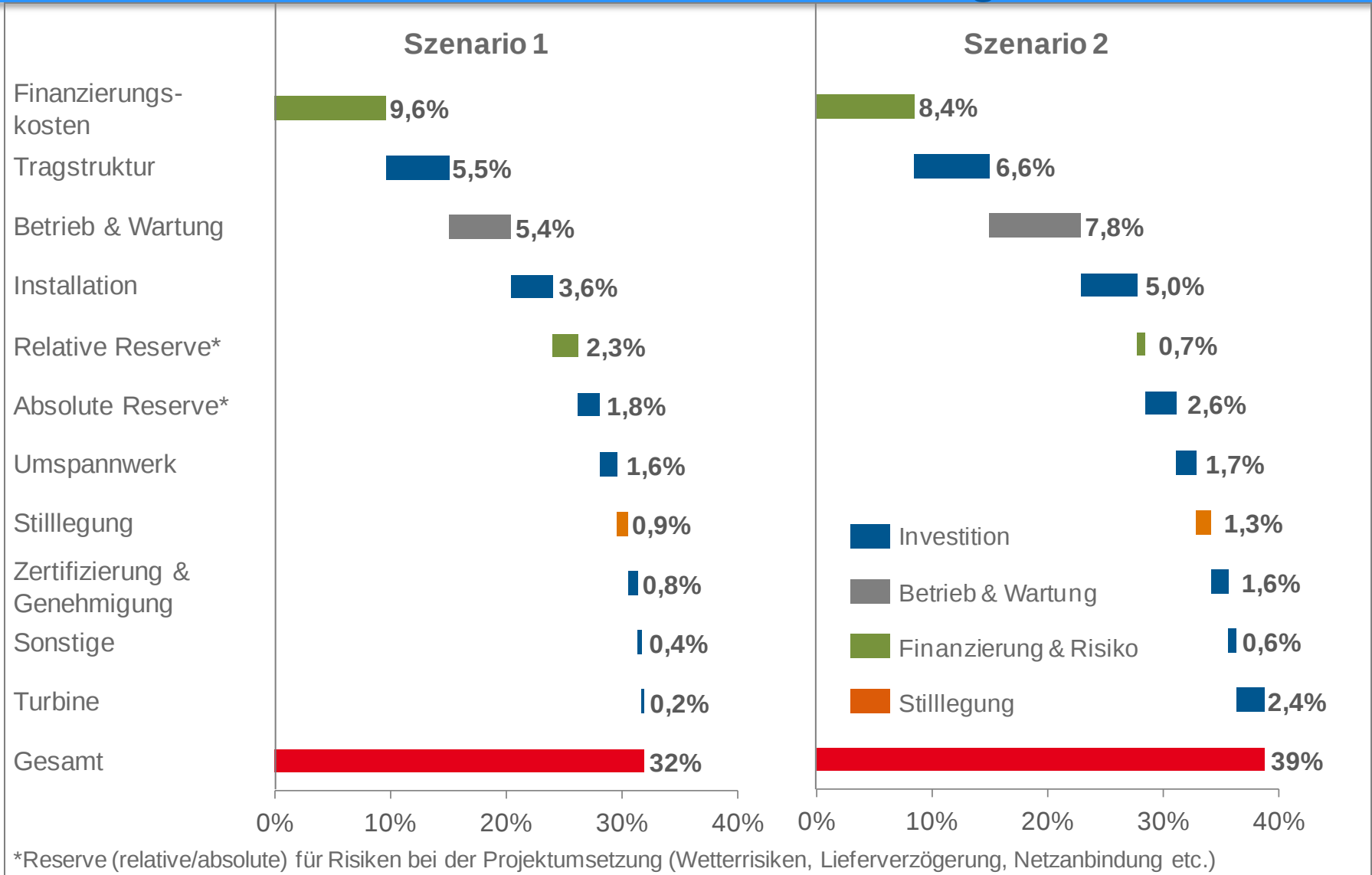


# Die Stromgestehungskosten sinken bis zum Jahr 2023 im Mittel über alle drei Standorte um 31 % (Szen. 1) bis 39 % (Szen. 2)

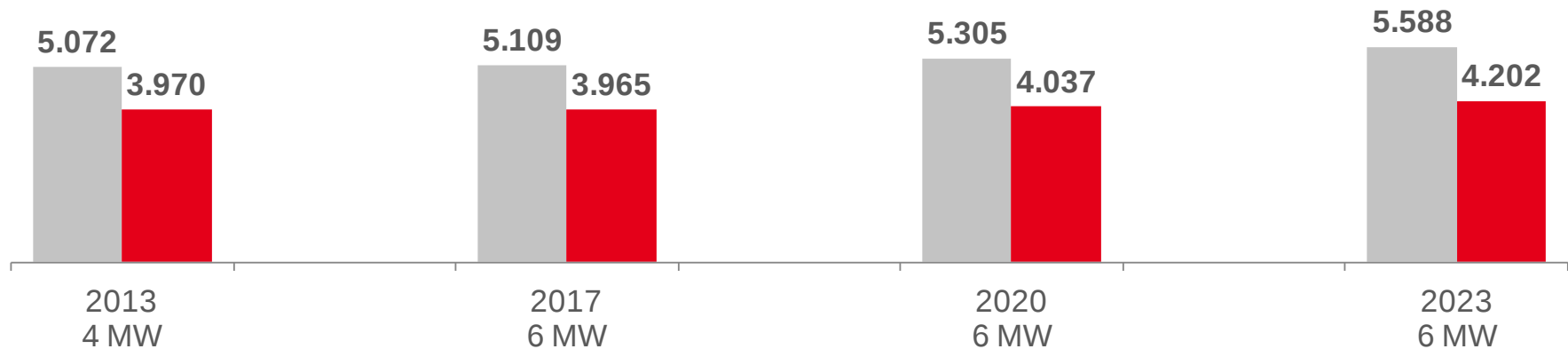
Stromgestehungskosten nach Standorten in den Szenarien 1 und 2, in Cent<sub>2012</sub>/kWh



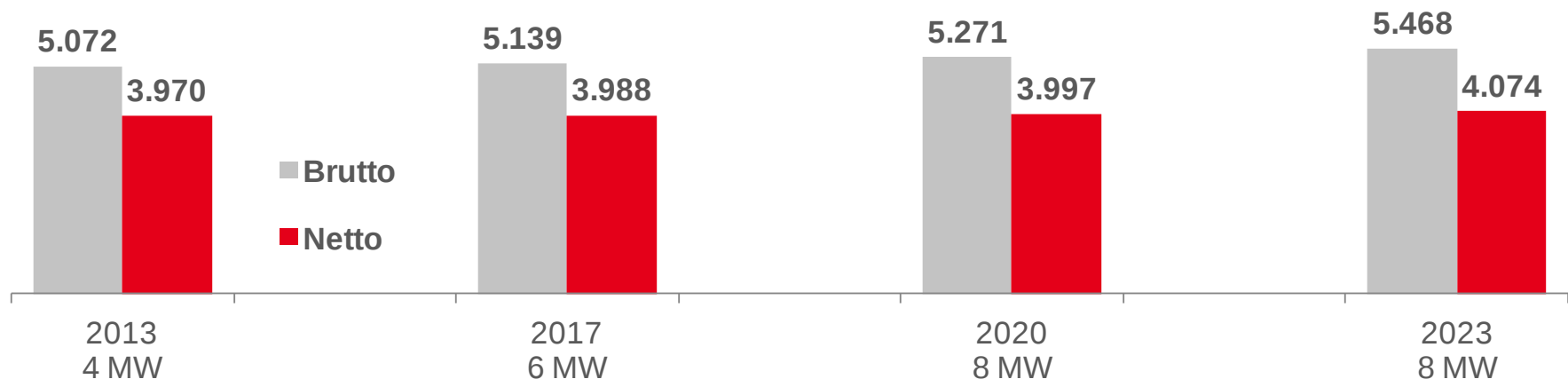
# 2/3 des Kostensenkungspotenzials entfallen auf Technik & Betrieb, 1/3 Finanzierung



Entwicklung der spezifischen Stromproduktion am Standort B - Szenario 1 in MWh/MW



Entwicklung der spezifischen Stromproduktion am Standort B - Szenario 2 in MWh/MW



# Handlungsempfehlungen aus Kostenstudie (Prognos/Fichtner)

## Handlungsempfehlungen politisches und regulatorisches Umfeld:

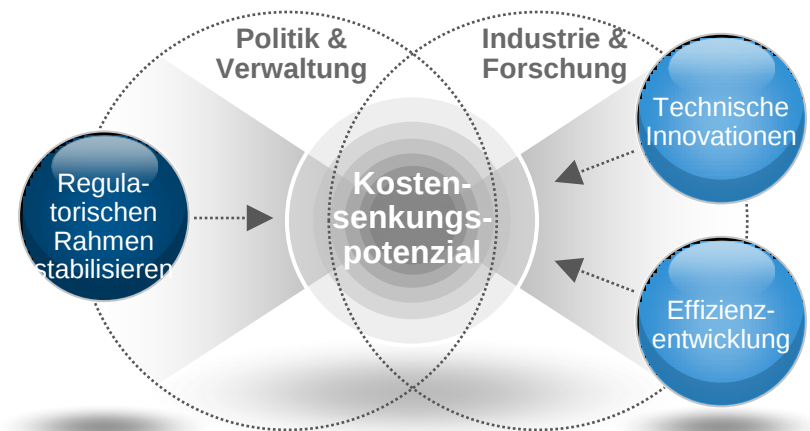
- Stabile gesetzliche und politische Rahmenbedingungen schaffen
- Standards für Anlagenkomponenten und Netzanschlüsse definieren
- Zertifizierungs- und Genehmigungskriterien vereinfachen

## Handlungsempfehlungen an die Industrie zur technischen Innovation:

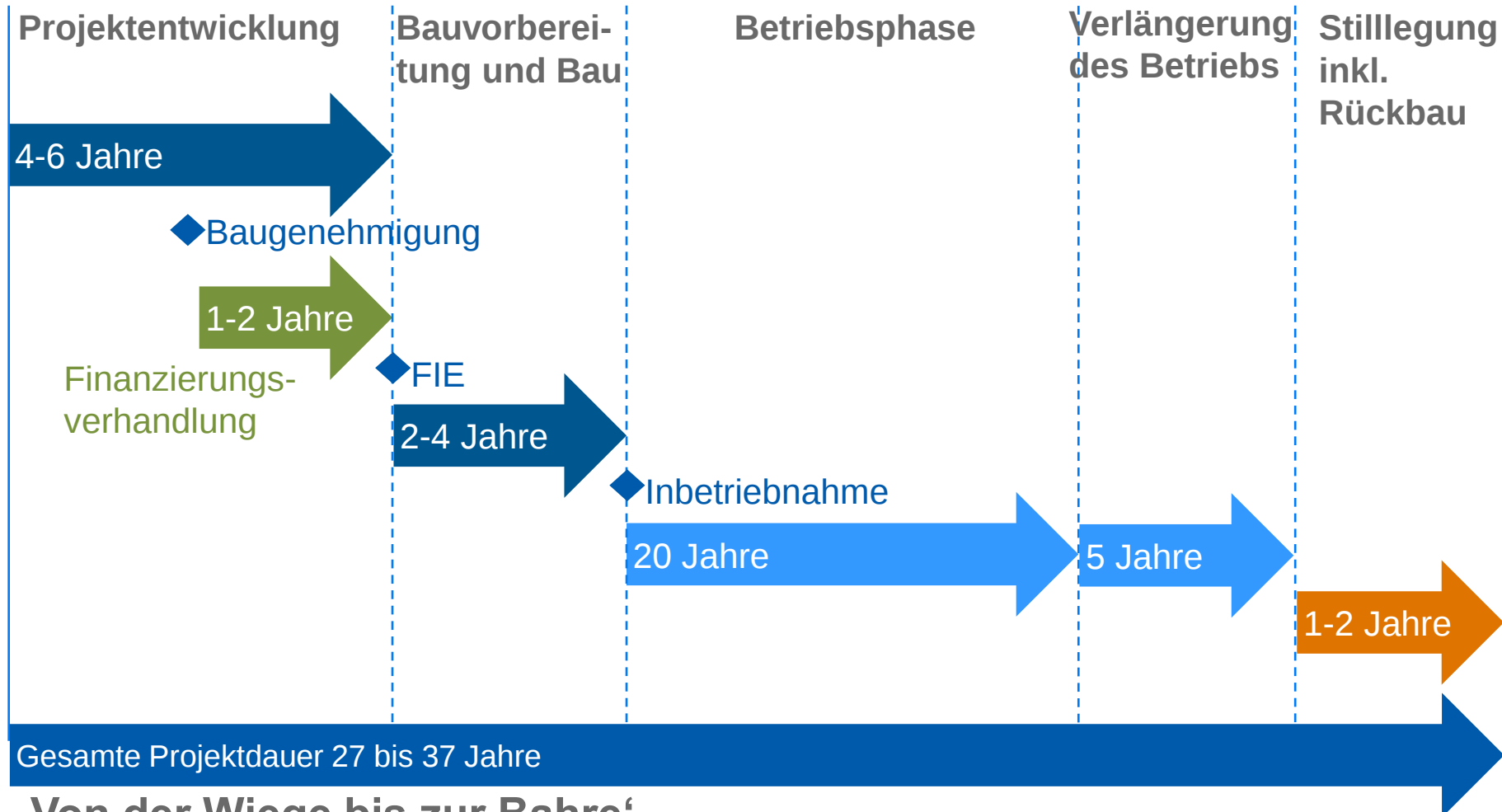
- Anlagentechnik auf hohe Auslastung oder maximalen Windertrag optimieren
- Bestehende Tragstrukturen optimieren und neue entwickeln
- Installationslogistik verbessern
- Forschung und Entwicklung intensivieren

## Handlungsempfehlungen an Industrie zur Steigerung der Effizienz:

- Betreiberübergreifende Wartungs- und Installationskonzepte entwickeln
- Serienfertigung vorantreiben

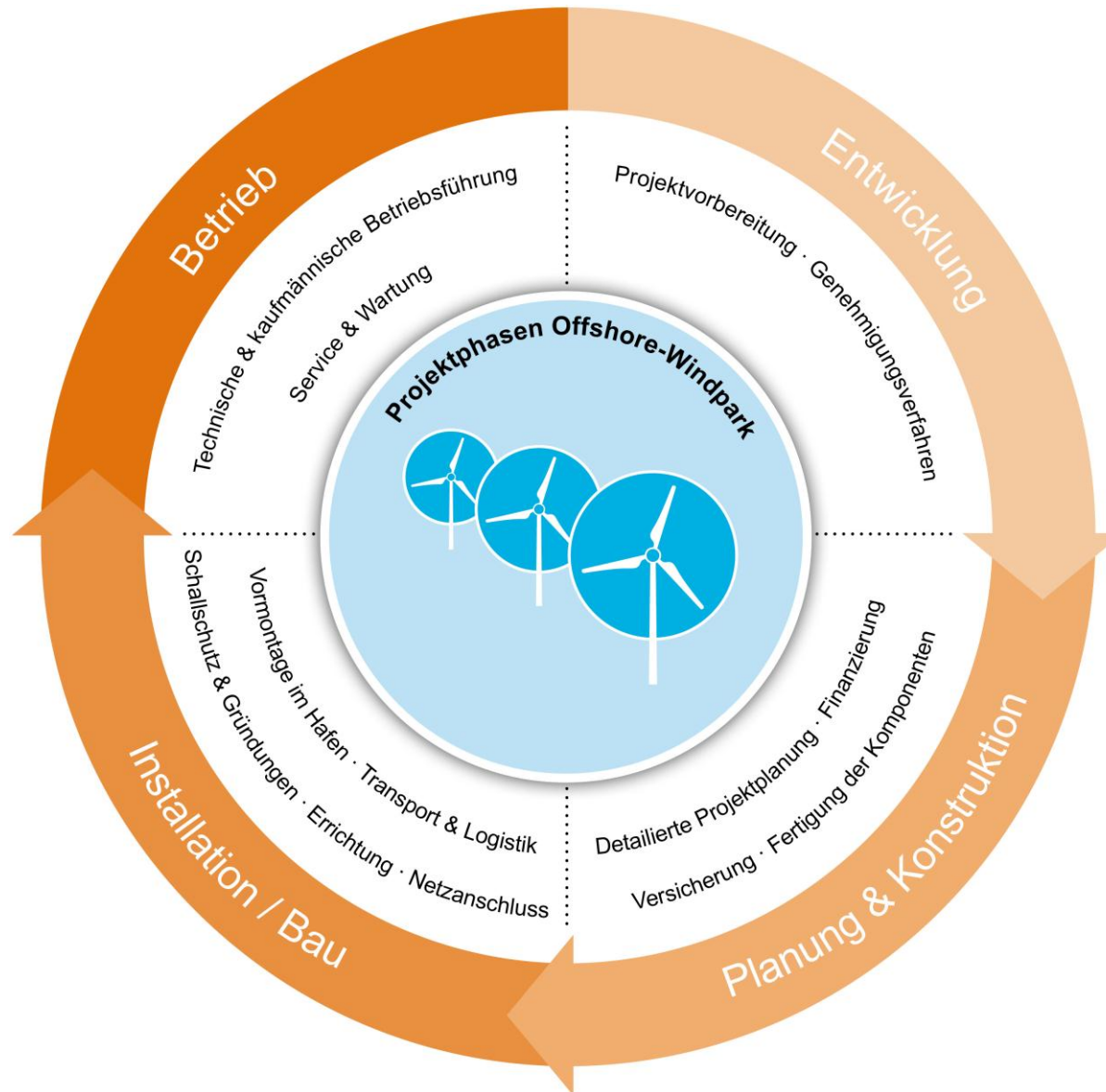


# Lange Planungs- und Realisierungszeiträume vor IBN eines OWP erfordern **langfristig stabile Rahmenbedingungen**



**„Von der Wiege bis zur Bahre“**  
**Idealisierter Zeitplan OWP-Entwicklung**

# Projektphasen eines OWP



## ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG DER OFFSHORE-WINDENERGIE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Kurzfassung

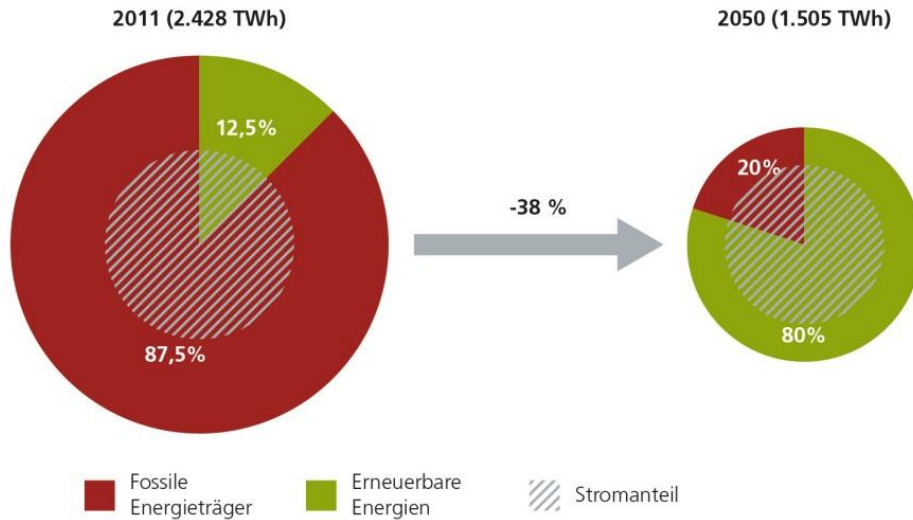


IM AUFTRAG DER

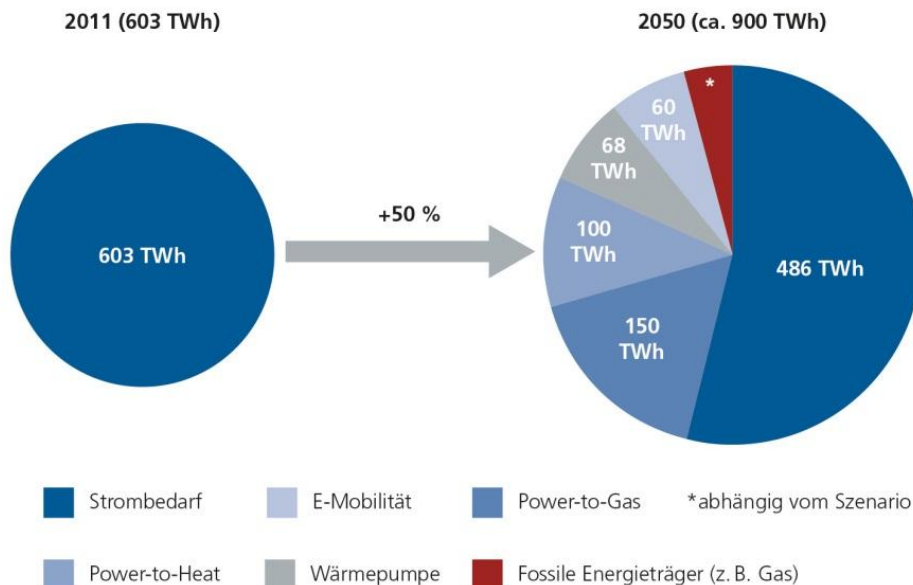
## Kernaussagen

1. Energiewende benötigt bis 2050 800 TWh aus Wind und Solar – *nur möglich mit großem Anteil von Offshore-Windenergie!*
2. Offshore-Wind führt zu **geringeren Flexibilisierungskosten**
3. Offshore-Wind hat annähernd **Kraftwerkseigenschaften** – wichtig für Energieversorgungssicherheit (Regelenergie, hohe Fahrplantreue, etc.)
4. Stabiler und **kontinuierlicher Ausbau** von Offshore-Wind Voraussetzung zur Nutzung der energiewirtschaftlichen Vorteile und Kostensenkungspotenziale

# Energie im Wandel: Der Mix im Jahr 2050

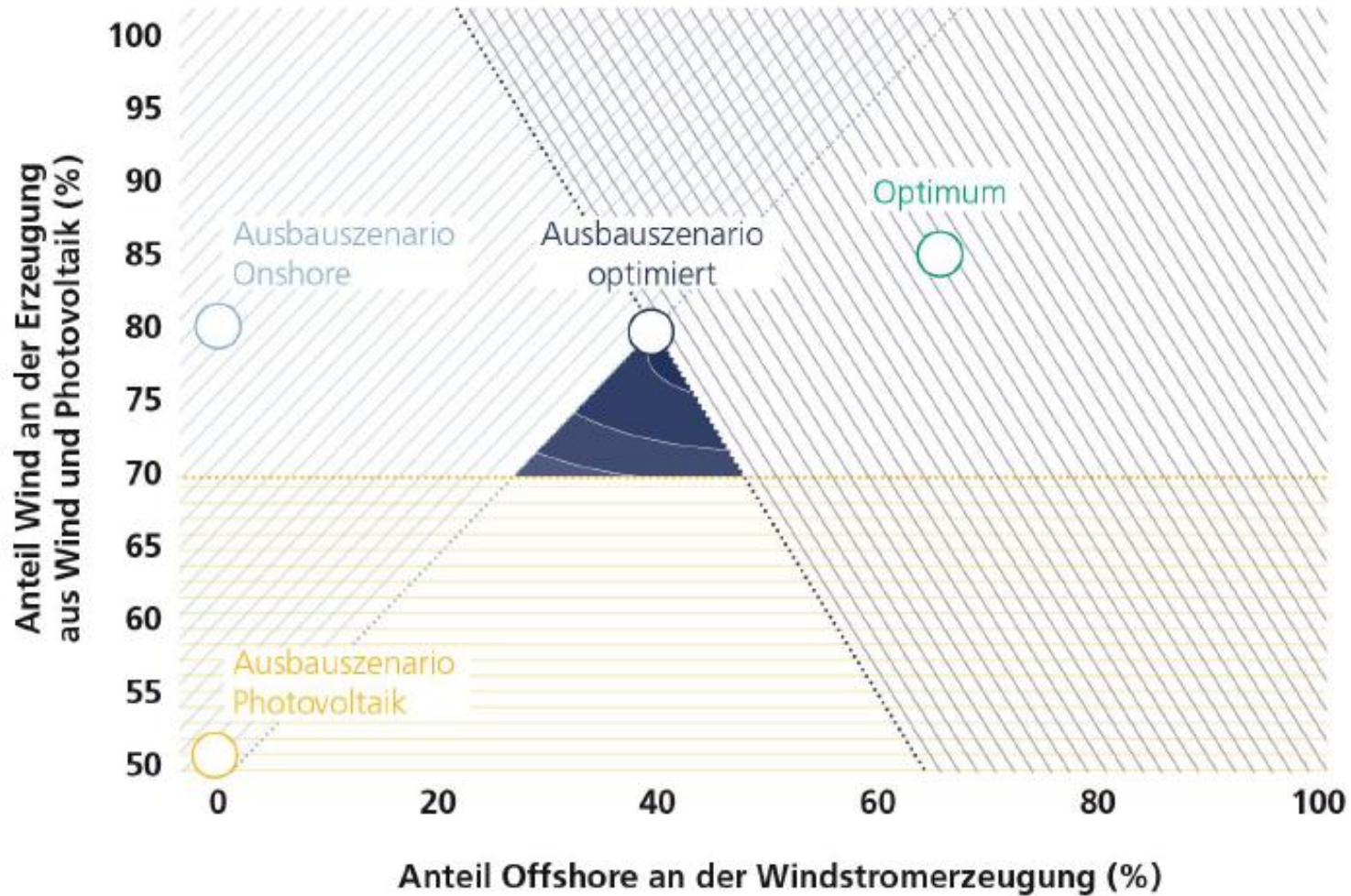


- 80 % EE in 2050 (Primärenergie)



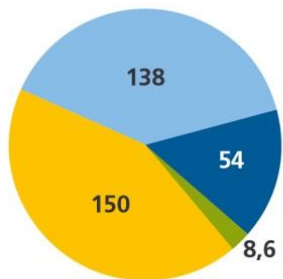
- Stromerzeugung zu 95 % aus EE
- Deutliche Erhöhung des Strombedarfs durch Kopplung von Strom-Wärme (KWK), E-Mobilität und Power-to-heat, Power-to-gas

# Szenario-Input – Ideale Verteilung Wind-PV

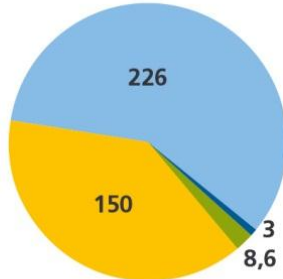


# Kenngrößen der Szenarien

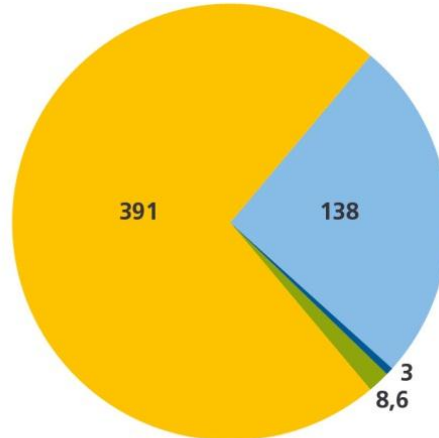
Installierte Leistung (GW, gerundet)



Ausbauszenario optimiert

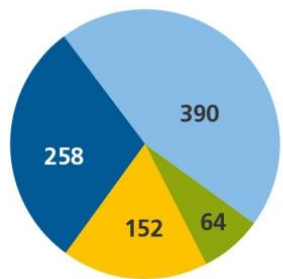


Ausbauszenario Onshore

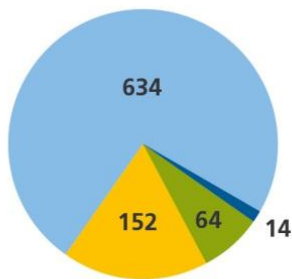


Ausbauszenario Photovoltaik

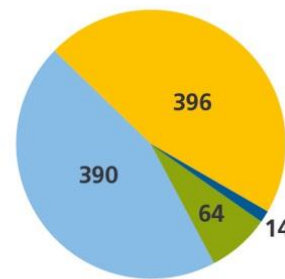
Energie (TWh, gerundet)



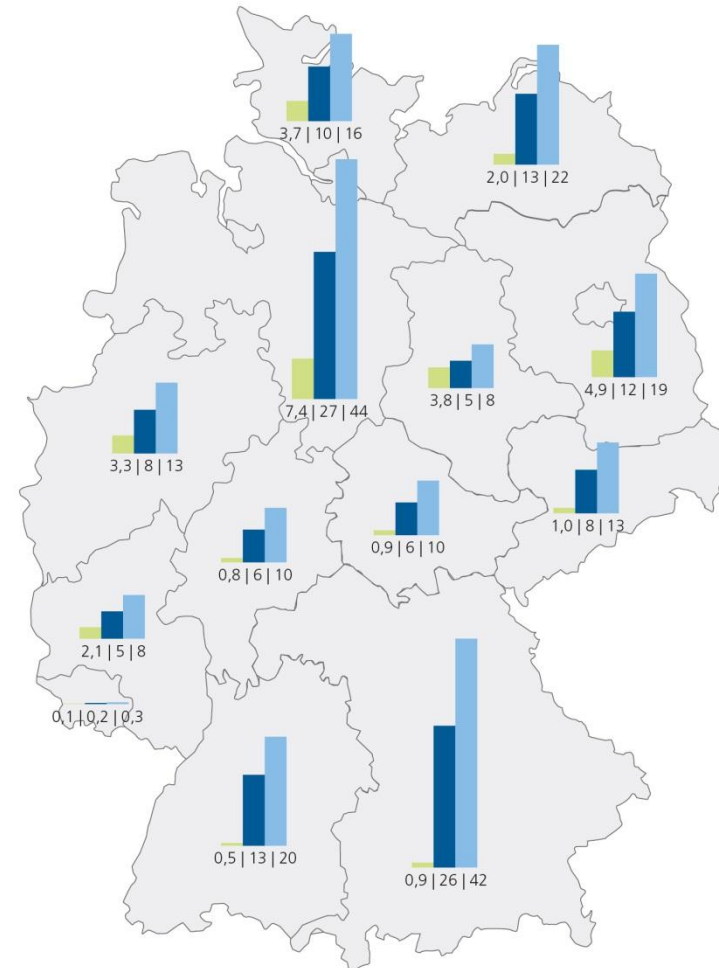
Ausbauszenario optimiert



Ausbauszenario Onshore



Ausbauszenario Photovoltaik



Stand 2012

Ausbauszenario optimiert (2050)

Ausbauszenario Onshore (2050)

Alle Angaben in Gigawatt

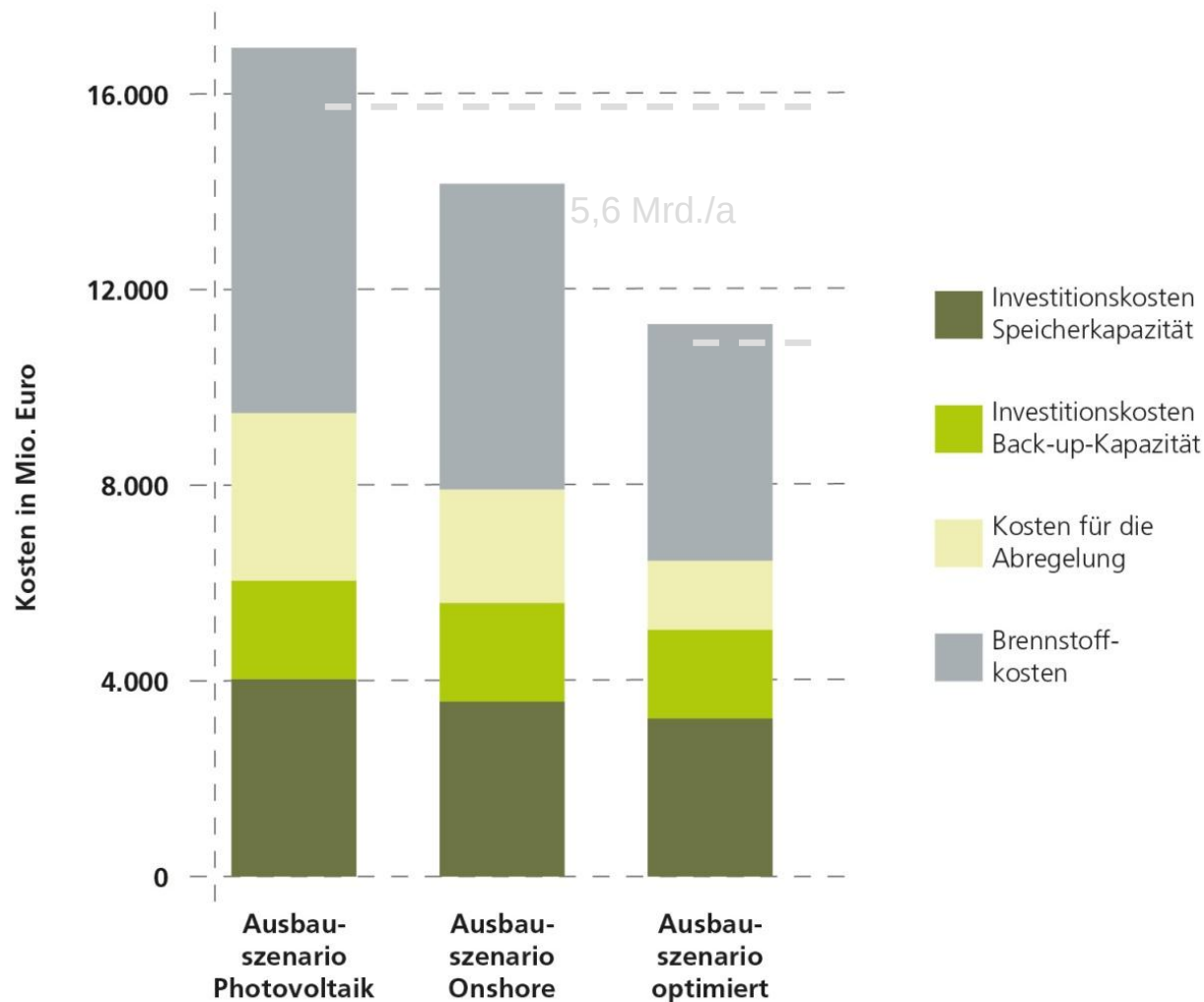
Onshore-Windenergie

Offshore-Windenergie

Photovoltaik

Wasserkraft, Biomasse u. a.

# Systemkosten sinken durch Offshore-Windenergie



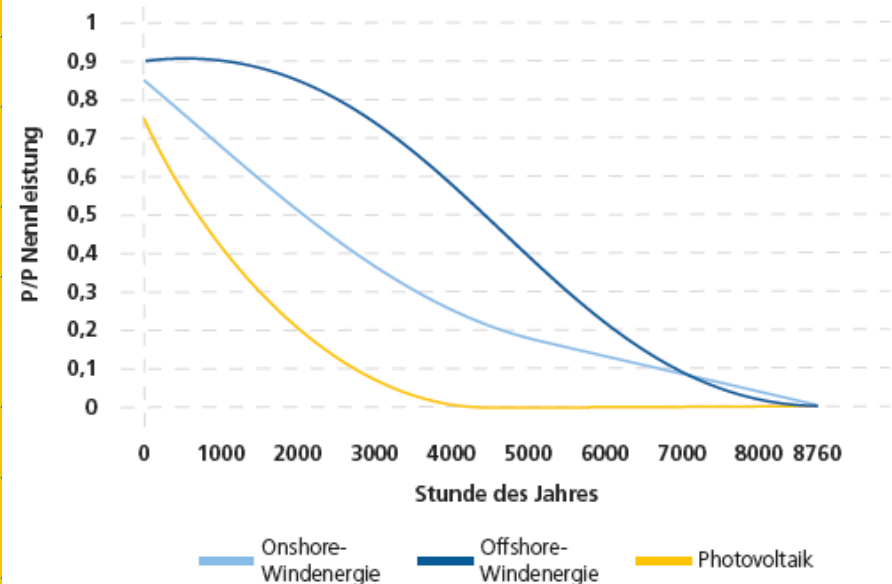
**Kosteneinsparung**  
durch OWE beträgt  
**3-5,6 Mrd. € pro Jahr**  
(ab 2050)

Grund: niedrigere  
Flexibilisierungskosten

## Übersicht Flexibilisierungskosten p.a. und Stromgestehungskosten (2050)

|                                                                 | Ausbauszenario optimiert | Ausbauszenario Onshore | Ausbauszenario Photovoltaik |
|-----------------------------------------------------------------|--------------------------|------------------------|-----------------------------|
| <b>Back-up-Kapazität (GW)</b>                                   | 54,4                     | 62,0                   | 62,6                        |
| Investitionskosten – annuitätisch (Mrd. Euro)                   | 1,8                      | 2,0                    | 2,0                         |
| <b>Reststromnachfrage (TWh)</b>                                 | 53,4                     | 68,9                   | 81,8                        |
| Brennstoffkosten bei Deckung der Reststromnachfrage (Mrd. Euro) | 4,8                      | 6,2                    | 7,4                         |
| <b>Speicherkapazität (GW)</b>                                   | 67,9                     | 74,3                   | 83,9                        |
| Investitionskosten – annuitätisch (Mrd. Euro)                   | 3,2                      | 3,6                    | 4,0                         |
| <b>Überschussproduktion (TWh)</b>                               | 20,3                     | 35,9                   | 51,2                        |
| Kosten für die Abregelung                                       | 1,3                      | 2,3                    | 3,4                         |
| <b>Flexibilitätskosten pro Jahr kumuliert (Mrd. Euro)</b>       | <b>11,1</b>              | <b>14,0 (+26%)</b>     | <b>16,8 (+50%)</b>          |
| <b>Stromerzeugungskosten pro Jahr (Mrd. Euro)</b>               | <b>52,4</b>              | <b>50,4</b>            | <b>52,9</b>                 |
| <b>Gesamtkosten Flexibilität und Stromerzeugung (Mrd. Euro)</b> | <b>63,5</b>              | <b>64,5</b>            | <b>69,7</b>                 |

### Kraftwerkseigenschaften Offshore Wind: Stetigere Stromproduktion/hohe VLS-Zahl

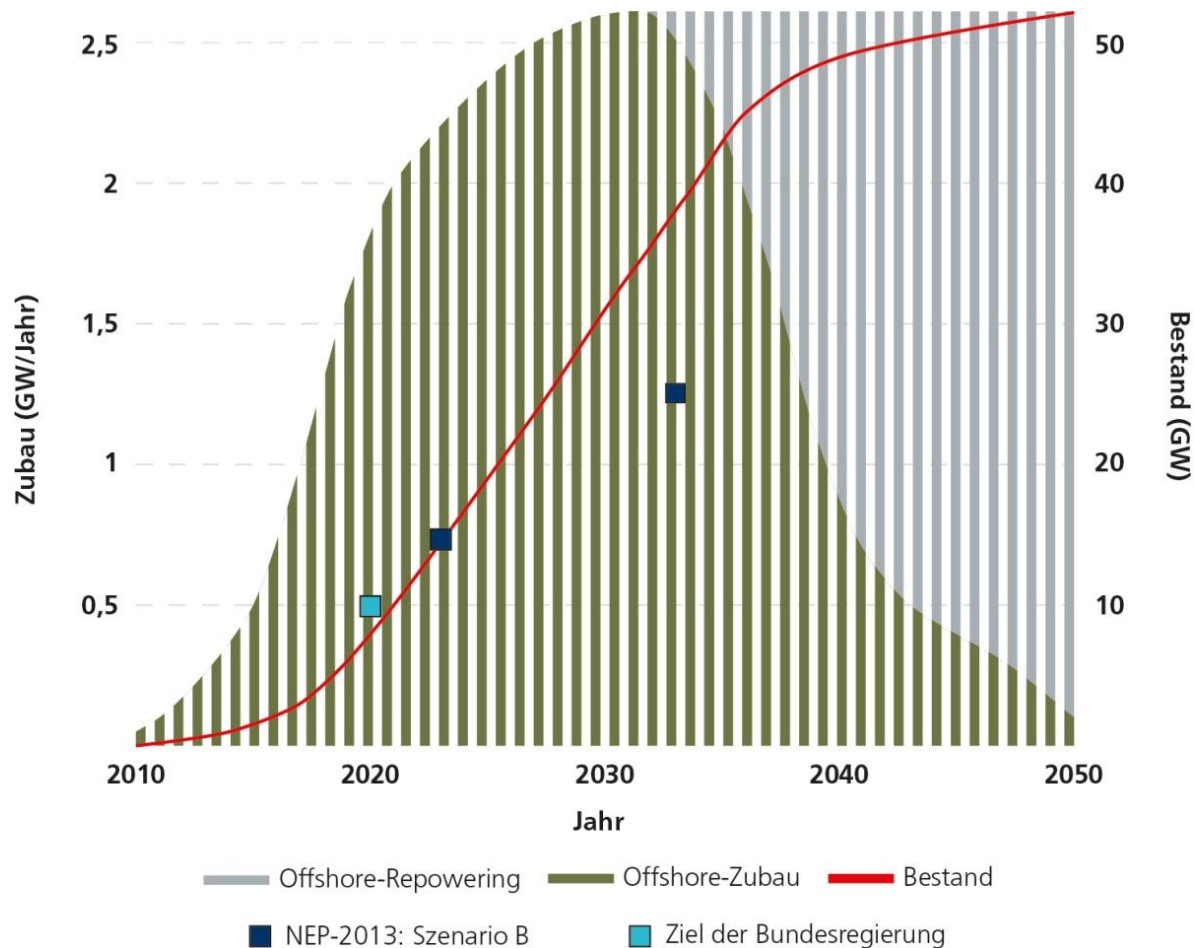


→ Ausbauszenario optimiert  
**€ 2.9 – 5.6 Mrd. Einsparung bei Flexibilisierungskosten p.a.**

### Gesamtkostenbetrachtung

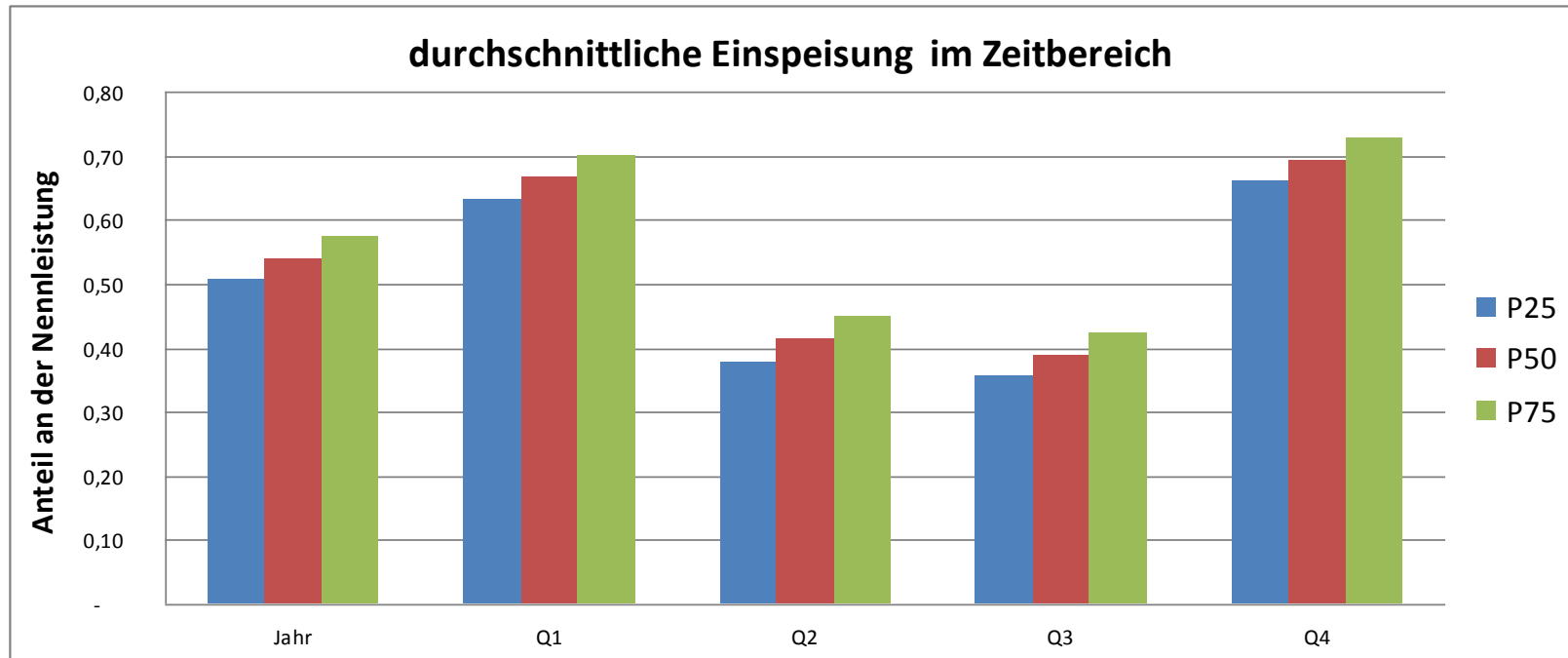
→ :Ausbauszenario optimiert  
**€ 1-6.2 Mrd. Kosteneinsparung p.a.**

# Kontinuierlicher Ausbau schafft Kostensenkung und energiewirtschaftliche Beiträge



- Rascher OWE-Ausbau hilft, später übermäßig starken Zubaubedarf zu vermeiden
- Nutzung von Lernkurven
- Erhalt der deutschen Technologieführerschaft
- schafft Arbeitsplätze
- macht Energiewende möglich

# FAZIT – Vorteile Offshore-Windenergie



- Sinnvoller Mix aller EE notwendig, Systemeigenschaften beachten
- Sehr gute Windverhältnisse offshore, hohe Volllaststundenzahl
- Junge Technologie = Großes Kostendegressionspotenzial

→ **STUDIEN i.A. der Stiftung** (Kostensenkungspotenziale und Systemische Bedeutung von Offshore-Wind) – **Sommer/Herbst 2013**

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



## Andreas Wagner

Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE

### Büro Berlin:

Schiffbauerdamm 19, 10117 Berlin

Tel: +49 30 27595241

[a.wagner@offshore-stiftung.de](mailto:a.wagner@offshore-stiftung.de)

### Informationsplattform Offshore-Wind:

[www.offshore-windenergie.net](http://www.offshore-windenergie.net)



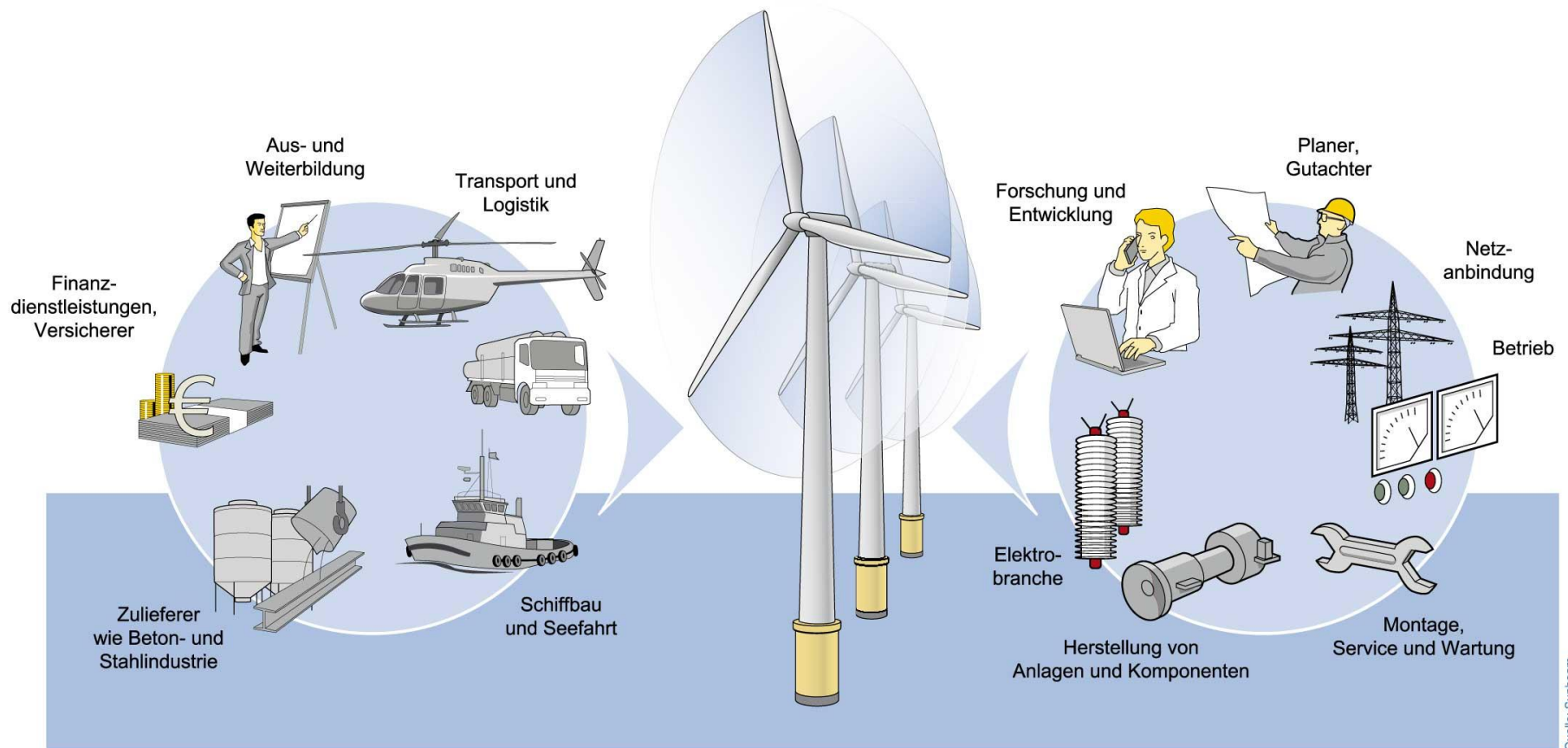
## Geschäftsstelle Varel

Oldenburger Str. 65, 26316 Varel

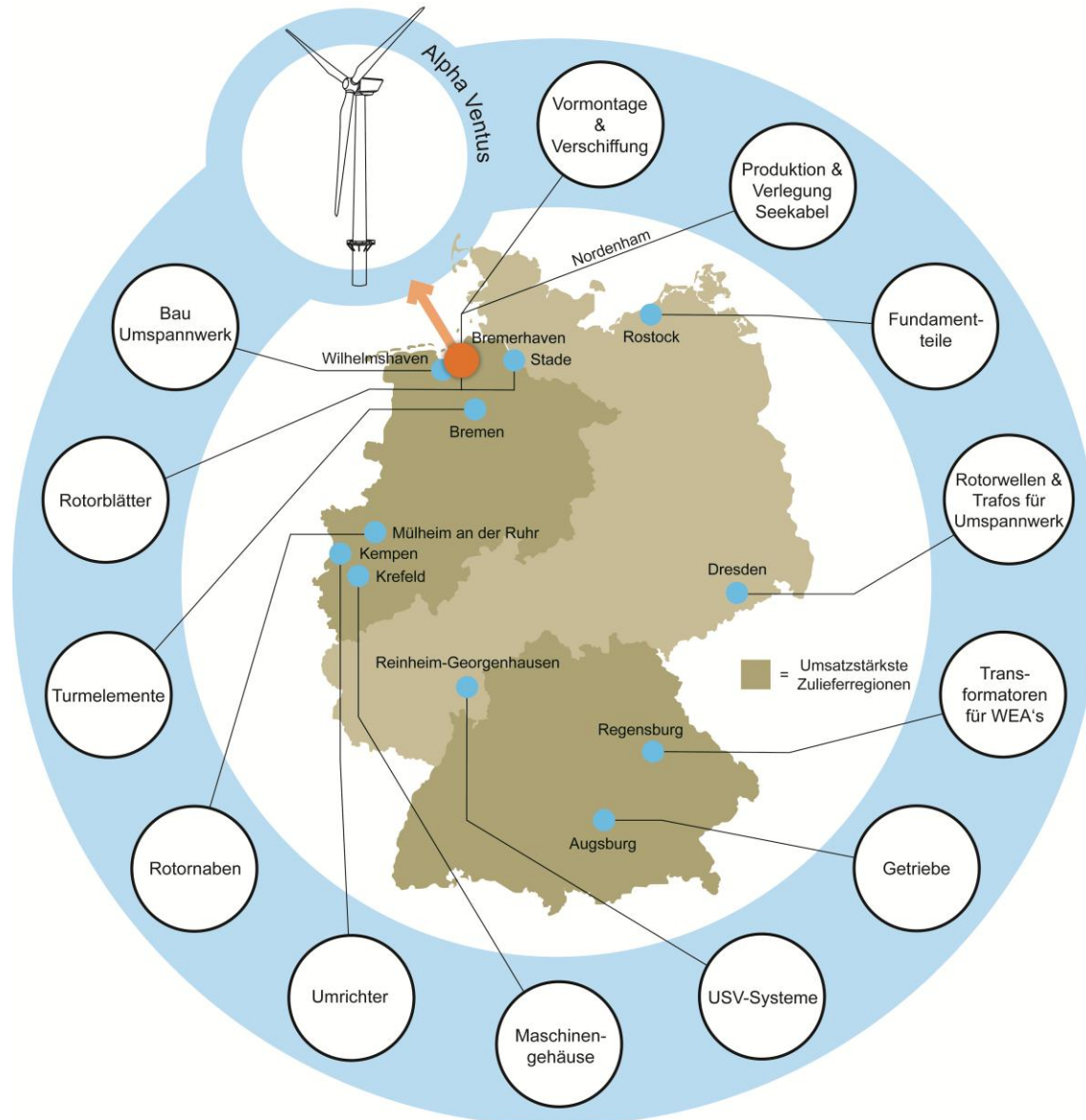
[info@offshore-stiftung.de](mailto:info@offshore-stiftung.de)

[www.offshore-stiftung.de](http://www.offshore-stiftung.de)

# EXKURS: Wertschöpfungskette Offshore-Windenergie



# Wertschöpfung am Beispiel Testfeld alpha ventus



**2021: 33.100**



**2016: 24.400**



**2012: 18.000**



**2011: 8.600**

**2010: 6.900**